UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF

LIZETT PAOLA LÓPEZ SUÁREZ

**RENDAS PETROLÍFERAS: GERAÇÃO E APROPRIAÇÃO NOS MODELOS DE
ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA**

SÃO PAULO
2012

LIZETT PAOLA LÓPEZ SUÁREZ

**RENDA PETROLÍFERA: GERAÇÃO E APROPRIAÇÃO NOS MODELOS DE
ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA**

Tese apresentada ao Programa de
Pós Graduação em Energia (Escola
Politécnica / Faculdade de
Economia e Administração /
Instituto de Eletrotécnica e Energia /
Instituto de Física) da Universidade
de São Paulo, para a obtenção do
título de Doutora em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

Versão Corrigida

(versão original disponível na biblioteca da unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Original de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO
2012

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL
DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU
ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA
A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

López, Lizett Paola Suárez.

Renda petrolífera: Geração e apropriação nos modelos de
organização da indústria brasileira / Lizett Paola López Suárez; Orientador:
Prof. Dr. Ildo Luis Sauer.- São Paulo, 2012.

193 f.: il.; 30 cm.

Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP
/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

1. Indústria de petróleo 2. Petróleo 3. Renda petrolífera.

AGRADECIMENTOS

A Deus pelas bênçãos e pela fortaleza ao longo do meu caminhar.

A mis amorosos padres, Nelly y Teodoro, y a mis queridos hermanos Sanddy y Pool por ser fuerza y aliento en esta conquista.

A toda mi familia, por el ánimo dado cada vez que tenía que partir de casa para volver a mis labores académicas. En especial a mi prima y hermana Miriam por la confianza y motivación siempre.

Ao professor Dr. Ildo Luis Sauer pela oportunidade de trabalhar com ele e pelo apoio quando o precisei.

Aos meus amigos Julieta, Pilar, Claudia, Prof. Dr. Sinclair, Roberto, Elvis, Tina, Vivi e Catia pelo apoio e companheirismo nestes anos de convivência.

Ao Pedro Romano, pelo envio de valiosas informações.

À Rede de Macro Universidades da América Latina e o Caribe, por ter permitido a realização do estagio na UNAM, no México. E ao Banco Santander pelo financiamento.

Ao Programa Estudante Convenio Pós-Graduação (PEC-PG), pela bolsa de estudo concedida para o desenvolvimento do meu doutorado.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

Obrigada!

RESUMO

LÓPEZ, LIZETT PAOLA SUÁREZ. RENDA PETROLÍFERA: GERAÇÃO E APROPRIAÇÃO NOS MODELOS DE ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA. 2012. 193 p. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

Esta tese teve como objetivo analisar o processo de geração e apropriação da renda petrolífera nos modelos de organização adotados pela indústria brasileira de petróleo. O interesse pelas jazidas de petróleo tem sua origem nas altas rendas geradas na cadeia produtiva, principalmente na fase de exploração, as quais podem ser apropriadas por quem exerce a propriedade sobre o recurso. O entendimento da moderna indústria petrolífera brasileira em um contexto de altos preços de petróleo, de incremento da produção e da descoberta de grandes acumulações de petróleo no pré-sal, leva à discussão em torno da disputa da riqueza gerada, o modelo de organização da indústria e o papel da empresa estatal, PETROBRAS. Tais aspectos foram avaliados seguindo uma perspectiva histórica, baseada no estudo da renda marxista e na aplicação de categorias concretas de análise à indústria petrolífera, abrangendo no período de estudo o pré-monopólio do petróleo, a consolidação da indústria petrolífera com bases estatais, o modelo de concessão e o modelo misto para explorar o pré-sal. A indústria petrolífera mexicana e venezuelana foram estudadas como referencia. Realizada a análise, identificou-se - dada a disponibilidade de recursos petrolíferos orientados a atender o abastecimento interno - o predomínio de excedente econômico gerado no mercado nacional e em menor medida uma renda petrolífera, diferencial e absoluta conseguida no mercado internacional. Também se constatou que dentro do estado nacional moldou-se um processo de disputa do excedente econômico nas suas várias etapas históricas, já que, uma vez definida a hegemonia sobre o petróleo, a disputa pelos excedentes se dá no seio do próprio Estado, entre os estados e os municípios. Concluiu-se que o modelo de organização da indústria petrolífera brasileira é resultado da disputa pelas forças envolvidas na apropriação da renda petrolífera.

Palavras-chave: Indústria de petróleo. Petróleo. Renda petrolífera.

ABSTRACT

LÓPEZ SUÁREZ, L.P. OIL RENT: GENERATION AND APPROPRIATION IN THE ORGANIZATIONAL MODEL OF BRAZILIAN OIL INDUSTRY. 2012. 193 p. These (Doctor of Science) – Energy Graduate Program, University of São Paulo, São Paulo, 2012

This thesis aims to analyze the process of generation and appropriation of oil rent in the organizational models adopted by the Brazilian oil industry. Interest in owning of petroleum fields has its origin in the high rents generated in the production chain, especially in the exploration phase, which may be appropriated by whoever has the property rights on the resource. The understanding of modern Brazilian oil industry in a context of high oil prices; the increase of production and the discovery of large accumulations of oil in pre-salt, leads to discussions around the dispute of the wealth generated, the organizational model of the industry and the role of state-owned company, PETROBRAS. These aspects were evaluated following a historical perspective, based on the study of Marxist rent theory and the application of concrete categories of analysis specific to the oil industry, covering in the period of the study the pre-monopoly, the consolidation of the oil industry with state basis, the concession model and the mixed model to explore the pre-salt. Given the availability of oil resources geared to meet domestic supply during the analysis it was identified the predominance of economic surplus generated in the domestic market and to a lesser extent, a differential and absolute rent achieved in the international market. On the other hand, also within the national state a process of dispute of that economic surplus was shaped, once defined hegemony over oil the dispute for economic surpluses occurs within the state itself, between the states and municipalities. It was concluded that the organizational model of Brazilian oil industry is a result of the dispute by the forces involved in the appropriation of oil rents.

Keywords: Oil industry. Oil. Oil rent.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fontes de novos projetos de reservas de petróleo	32
Figura 2 - Geração de excedente em um país produtor não exportador	36
Figura 3 - Geração de excedente em um país produtor exportador	36
Figura 4 - Custos de investimento e operação na produção de petróleo por região, em 2009.	40
Figura 5 - Formação da renda absoluta e diferencial	41
Figura 6 - Custos de produção de recursos energéticos	42
Figura 7 - Evolução do preço de petróleo	43
Figura 8 - Classificação dos Contratos Petrolíferos.	47
Figura 9 - Controle estatal das reservas de petróleo	51
Figura 10 - Incremento das participações governamentais no mundo, 2005-2011.	52
Figura 11 - Carga Impositiva para PEMEX e empresas privadas 1989-2006 (em %) ...	68
Figura 12 - Participação dos ingressos petrolíferos no total dos ingressos do Governo Federal, 1940-2006	69
Figura 13 - Ingressos petrolíferos, renda petrolífera e lucro de PEMEX após impostos, 1980-2005 (% do PIB)	71
Figura 14 - Ingressos Fiscais e ingresso bruto, 1938-1970.	78
Figura 15 - Ingresso bruto e ingressos fiscais, 1970-2000.	81
Figura 16 - Renda petrolífera e PIB, (milhões de bolívars em 1968).	83
Figura 17 - Captura da renda petrolífera.	86
Figura 18 - Distribuição da renda petrolífera, 2001-2012.	88
Figura 19 - Relação de concessionárias em E&P, 2011.	129
Figura 20 - Bacias sedimentares brasileiras.	130
Figura 21 - 20 maiores campos produtores de petróleo	131
Figura 22 - Produção de petróleo por concessionário, 2011.	132
Figura 23 - Divisão da renda do petróleo no Brasil	159
Figura 24 - Circulação da renda petrolífera entre as entidades governamentais, em R\$ milhões.	159
Figura 25 - Repartição da renda do petróleo no modelo de concessão e partilha de produção	177

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da renda petrolífera dos países membros da OPEP, 1970-2008 ...	29
Gráfico 2 - Evolução da renda petrolífera dos principais países não membros da OPEP.	30
Gráfico 3 - Renda Petrolífera no México, 1982-2008.	67
Gráfico 4 - Participação da PETROBRAS no PIB do Brasil , 1955-1995.	99
Gráfico 5 - Evolução da produção, importação, exportação e reservas provadas de petróleo bruto.	101
Gráfico 6 - Investimentos da PETROBRAS, 1970-1996.	102
Gráfico 7 - Geração de excedente na produção e uso de petróleo.	106
Gráfico 8 - Excedente petrolífero e dispêndio com importação.	111
Gráfico 9 - Valor em dólares das importações de petróleo cru	114
Gráfico 10 - Evolução da exportação, importação, produção e reservas provadas de petróleo.	133
Gráfico 11 - Preço médio de referencia no mercado spot do petróleo.	134
Gráfico 12 – Evolução do investimento da PETROBRAS.	135
Gráfico 13 - Associação de custo exploratório e reservas incorporadas de petróleo, 1998-2010.	136
Gráfico 14 - Blocos concedidos em terra.	137
Gráfico 15 - Blocos concedidos no mar.	137
Gráfico 16 - Número de Blocos Concedidos pelos Governos nas dez rodadas de licitação.	139
Gráfico 17 - Área Concedida (km2) pelos Governos nas dez rodadas de licitação.	139
Gráfico 18 - Evolução dos custos de extração no Brasil e no Mundo, 1999-2010 em US\$/b.	142
Gráfico 19 - Comparativo de preço do barril de petróleo, 1999-2010.	144
Gráfico 20 - Excedente petrolífero total, em US\$ milhões.	147
Gráfico 21 - Relação renda petrolífera – lucro médio da PETROBRAS.	148
Gráfico 22 - Evolução da renda diferencial e absoluta de petróleo, por barril.	151
Gráfico 23 - Excedente petrolífero gerado na exportação de petróleo, 1999-2011.	152
Gráfico 24 - Excedente e dispêndio.	153
Gráfico 25 - Excedente petrolífero, segundo o BM, VA e cálculo próprio, 1999-2011.	157
Gráfico 26 - Lucratividade do sistema PETROBRAS.	161
Gráfico 27 - Evolução da distribuição de Royalties, segundo beneficiários 1999-2010.	168
Gráfico 28 - Evolução da distribuição de Participações Especiais, segundo beneficiários 2000-2010.	168
Gráfico 29 - Distribuição de Royalties entre os Municípios em 2010.	171

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - As maiores reservas de petróleo por país e por empresa.....	51
Tabela 2 - Evolução do marco jurídico regulatório do petróleo e minerais	55
Tabela 3 - Ingressos efetivos do governo federal e impostos totais pagos pela indústria petrolífera em México, 1912-1937 (Miles de pesos).....	56
Tabela 4 - Marco legal e institucional da indústria nacional de petróleo	58
Tabela 5 - Regime Fiscal de PEMEX, em milhões de pesos	62
Tabela 6 - Regime Fiscal de PEMEX, 1938-1982	63
Tabela 7 - Marco legal e institucional da etapa neoliberal da indústria de petróleo	66
Tabela 8 - As Contas da PEMEX (milhões de dólares)	69
Tabela 9 - Regime Fiscal da PEMEX.....	72
Tabela 10 - Marco legal e institucional da Reforma da indústria de petróleo.....	75
Tabela 11 - Incremento do ingresso fiscal petrolífero	78
Tabela 12 - Marco legal e institucional da Reforma da indústria de petróleo.....	79
Tabela 13 - Antes do Decreto Lei 5.200.....	85
Tabela 14 - Com a aplicação do Decreto Lei 5.200	85
Tabela 15 - Com a aplicação do Decreto Lei 5.200	86
Tabela 16 - Evolução do marco jurídico legal do setor de petróleo,.....	95
Tabela 17 - PETROBRAS em grandes números.....	98
Tabela 18 - Formação de preços dos derivados de petróleo.....	104
Tabela 19 - Custo de reposição de reservas – PETROBRAS x 16 majors do petróleo	105
Tabela 20 - Excedente petrolífero gerado no mercado interno, com custos do BM. ...	107
Tabela 21 - Auditoria de custos de petróleo – 1989- 1994 (US\$/BOE ¹)	108
Tabela 22 - Renda gerada na exportação de petróleo, 1970-1988.....	110
Tabela 23 - Excedente total e dispêndio com importação de petróleo	110
Tabela 24 - Excedente petrolífero (US\$/b).....	112
Tabela 25 - Evolução da legislação referente à cobrança de royalties	116
Tabela 26 - Montante de royalties 1989-1994.....	118
Tabela 27 - Legislação do IUCL	120
Tabela 28 - Distribuição da receita do IUCL, 1954-1984, em %.....	121
Tabela 29 - Investimentos em E&P da PETROBRAS	135
Tabela 30 - Excedente petrolífero produzido no mercado interno	146
Tabela 31 - Custo médio de produção de petróleo ano 2009	149
Tabela 32 - Cálculo da renda diferencial e absoluta por barril exportado.....	150
Tabela 33 - Excedente petrolífero total e dispêndio pela importação de petróleo	153
Tabela 34 - Royalties, participações especiais e excedente petrolífero.....	154
Tabela 35 - Evolução do valor adicionado, em bilhões de reais	156
Tabela 36 - Evolução do valor adicionado, em bilhões de dólares correntes.....	156
Tabela 37 - Distribuição do Valor Adicionado da PETROBRAS, em 2011.....	160
Tabela 38 - Partilha de tributos da União, em %.....	162
Tabela 39 - Mecanismos de apropriação da renda por parte da União,.....	162
Tabela 40 - Distribuição dos royalties e participações especiais entre os órgãos da União	163
Tabela 41 - Participação dos beneficiários da União, em 2010, em reais.	164
Tabela 42 - Distribuição dos royalties entre Estados e municípios.....	166
Tabela 43 - Partilha de tributos nos estados e municípios, em %.	167
Tabela 44 - Participação dos estados, em 2010.	170
Tabela 45 - Evolução da participação acionaria da PETROBRAS	175
Tabela 46 - Divisão dos royalties de petróleo	179

LISTA DE ABREVIATURAS

CF	Constituição Federal
COK	Composição orgânica do capital
E&P	Exploração e produção
FEP	Fundo especial do petróleo
FHC	Fernando Henrique Cardoso
FPO	Faja Petrolera del Orinoco
GN	Gás Natural
IR	Imposto de renda
IRPJ	Imposto de renda da pessoa jurídica
VA	Valor adicionado

LISTA DE SIGLAS

ANP	Agencia nacional de petróleo, gás e biocombustíveis.
API	American Petroleum Institute
BEN	Balanço Energético Nacional.
BM	Banco Mundial.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BP	Brithis Petroleum.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNP	Conselho Nacional do Petróleo.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
CSLL	Contribuição sobre o lucro líquido.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
CVP	Corporación Venezolana de Petróleo.
EIA	Energy Information Administration.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços.
IEA	International Energy Agency.
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.
IUCL	Imposto único sobre combustíveis e lubrificantes.
MME	Ministério das Minas e Energia.
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.
OLADE	Organización Latino Americana de Energia.
OPEP	Organização de países exportadores de petróleo.
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
SENER	Secretaria de Energia
STN	Secretaria do Tesouro Nacional.
WTI	West Texas Intermediate

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1. Aspectos gerais do problema: O conflito e seu esclarecimento.....	14
1.2. Considerações sobre a metodologia.....	17
1.3. Divisão capitular	19
2. INSTRUMENTAL TEÓRICO DA RENDA CAPITALISTA	21
2.1. Noções de renda no uso dos recursos naturais: Breve evolução histórica.....	21
2.2. Renda do petróleo	26
2.2.1. Renda petrolífera diferencial	30
2.2.2. Renda petrolífera absoluta	32
2.3. Categorias de análise da renda petrolífera	34
2.3.1. Excedente ou lucro suplementar.....	34
2.3.2. Propriedade do recurso	37
2.3.3. Preço de produção de petróleo.....	38
2.4. Apropriação da renda do petróleo.....	43
2.5. Gestão estatal e apropriação da renda petrolífera	47
3. RENDA PETROLÍFERA E A INTERVENÇÃO ESTATAL NO MÉXICO E NA VENEZUELA	53
3.1. Caso do México	53
3.1.1. Etapa das companhias estrangeiras 1886-1938	53
3.1.2. Etapa Neoliberal 1982-2008.....	65
3.1.4. Etapa da reforma energética mexicana.....	72
3.2. Caso da Venezuela.....	75
3.2.1. Etapa das concessões	75
3.2.2. Nacionalização e empresa estatal: 1975-1986.....	80
3.2.3. Abertura petrolífera e quebra do monopólio estatal: 1986	81
3.2.4. Controle estatal	83
3.2.2. Processo de redistribuição da riqueza a través de PDVSA	87
3.3. Conclusões	88
4. O MODELO ESTATAL DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO.....	91
4.1. A livre iniciativa na procura dos recursos petrolíferos 1897-1952.....	91
4.2. O monopólio estatal do petróleo 1953-1995.....	95
4.2.1. A propriedade do petróleo e a gestão da indústria.....	95
4.2.2. Estrutura produtiva e geração da renda petrolífera.....	99

4.2.3. Geração da renda petrolífera.....	102
4.2.4. Apropriação da renda petrolífera.....	114
4.2.4.1. Royalties.....	115
4.2.4.2. Componentes do preço dos derivados.....	118
4.2.4.3. Impostos.....	119
4.2.4.4. Subsídios.....	124
5. O MODELO LIBERAL DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO.....	125
5.1. Modelo de concessão.....	125
5.1.1. A propriedade do petróleo e a gestão da indústria.....	125
5.1.2. Aproximação ao montante do excedente petrolífero.....	129
5.1.2.1. Estrutura da capacidade produtiva da indústria de petróleo.....	129
5.1.2.2. Geração da renda petrolífera.....	139
5.1.2.3. Excedente gerado no mercado interno.....	144
5.1.2.4. Excedente gerado no mercado externo.....	148
5.1.2.5. Análise interpretativa do Valor adicionado da PETROBRAS.....	154
5.1.3. Apropriação da renda.....	158
5.1.3.1. A empresa estatal.....	160
5.1.3.2. A União.....	161
5.1.3.3. Estados e municípios.....	165
5.2. Modelo misto.....	173
5.2.1. Contextualização.....	173
5.2.2. Cessão onerosa.....	175
5.2.3. Partilha de produção.....	176
5.2.4. Nova divisão dos royalties.....	177
6. CONCLUSÕES.....	180
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	169
APÊNDICES.....	175

1. INTRODUÇÃO

1.1. Aspectos gerais do problema: O conflito e seu esclarecimento

No Brasil, os debates atuais envolvendo a apropriação e a distribuição do excedente que será gerado pela exploração do petróleo proveniente do pré-sal – e seu papel no desenvolvimento do país – compõem-se de três dimensões distintas: a disputa pela renda determinada em função da propriedade dos recursos; os modelos de exploração implantados como resultado da disputa pelas forças envolvidas e o fato de que a condição estatal da PETROBRAS não basta para apropriar socialmente a renda oriunda do petróleo. Consideramos importante a contextualização histórica dessas dimensões para entender a maneira como o conflito de classes tem se manifestado na atualidade.

Pautada no papel que *“o petróleo assumiu no modelo de desenvolvimento urbano-industrial, emerso da Revolução Industrial, contribuindo como nenhum outro recurso energético para fazer a roda do consumo girar em escala e velocidade sem precedentes, acionando a roda da produção e esta, por sua vez, impulsionando a máquina da geração de excedentes econômicos – sobre a forma de renda diferencial e absoluta, possibilitando a acumulação de capital”* (SAUER, 2011). A disputa internacional pelo acesso às jazidas de petróleo no mundo tem uma rápida digressão histórica, intensificada no presente principalmente pela garantia da segurança energética e, sobretudo pela apropriação dos excedentes econômicos gerados, dada a alta produtividade do trabalho, numa indústria que emprega um meio de produção natural, de qualidade diferencial e monopolizável.

O lucro extraordinário ou excedente econômico assume primordialmente a modalidade renda da terra na medida em que é acessível pelo direito de propriedade, ou controle do recurso natural de ampla e crescente demanda no mercado mundial. A indústria petrolífera é uma atividade intensiva em capital, sendo significativa na fase de exploração e produção, na qual se centram as opções de geração e apropriação da renda. Por outro lado, as fortes assimetrias nos custos de produção redundam em substanciais rendas diferenciais e em vantagens competitivas nesta indústria. As petrolíferas privadas e estatais apresentam grandes lucros que as colocam entre as companhias mais poderosas e mais rentáveis do mundo. Segundo o *ranking* da Revista *Fortune*, em 2011,

a empresa com a maior receita a nível mundial foi a *Exxon Mobil*, com US\$ 453 bilhões e um lucro de US\$ 41 bilhões.

A indústria brasileira de petróleo – caracterizada pela presença da empresa estatal PETROBRAS na evolução da estrutura produtiva do setor e no processo de industrialização do país – vivenciou em sua história recente a descoberta de grandes acumulações de petróleo e gás natural na plataforma continental, e, com isso, o debate em torno da exploração dessas riquezas formadas há cerca de 122 milhões de anos e sua profícua repartição. A exploração do petróleo sob controle estatal não teve como objetivo a captura de rendas, já que o país não possuía comprovadas reservas de petróleo. Com a criação da petrolífera estatal, PETROBRAS, em 1953, configurou-se a necessidade de estabelecer as bases jurídicas e institucionais para explorar o recurso em benefício da independência, desenvolvimento e fortalecimento da economia nacional, ou seja, ter o controle do monopólio petrolífero em benefício do interesse social.

É assim que, adotando-se uma posição mais analítica do problema detectado no caso brasileiro, o objetivo principal da presente tese é analisar o processo histórico de geração e apropriação da renda petrolífera nos modelos de exploração adotados pela indústria de petróleo. Especificamente, examinar em que medida se alterou a magnitude das rendas do petróleo e através de que mecanismos ou entre que atores foi apropriada. A tentativa de quantificação da renda petrolífera no modelo estatal e no modelo liberal tratou-se de um elemento importante no estudo da indústria brasileira de petróleo, pois abriram novas perspectivas analíticas para entender a real dimensão do excedente econômico, observar e interpretar o comportamento do setor, cujo poder explicativo vai além das análises tradicionais baseadas no comportamento da oferta e demanda petrolífera.

Para tanto, foi necessário, primeiramente, estudar as bases teóricas da renda da terra desde a ótica marxista, para compreender a sua aplicação à indústria de petróleo. No entanto, vale destacar que o tema da renda do petróleo tem sido objeto de estudo e debate acadêmico e político, especialmente nas décadas de 1970 e 1980, depois os estudos se paralisaram diante da primazia do pensamento liberal. Com base nessa análise, e para o entendimento dos atuais debates econômicos, políticos e sociais relacionados à atividade petrolífera, dois momentos foram cruzados. Por um lado, é necessário se apropriar da memória histórica de mais de 44 anos da indústria petrolífera brasileira, longo período de predomínio de monopólio estatal, via PETROBRAS. Por outro lado, é importante abordar, num horizonte de curto prazo, a política da década de

1990, ou seja, a política do modelo liberalizante de concessão e mais recentemente de partilha de produção.

Dessa forma, verificamos no estudo que a disputa pela apropriação do excedente econômico tem passado e presente e está fundamentada no regime de propriedade das jazidas. No Brasil, uma das principais características da história petrolífera tem sido a divisão do montante de renda gerada entre a União e os estados e municípios produtores de petróleo. Observou-se que a União, como proprietária do subsolo do qual se extrai o petróleo pela ação do trabalho, e que seria ou deveria ser a beneficiária pela renda petrolífera, se viu obrigada a dividi-la. O volume de renda petrolífera que na época do monopólio estatal da indústria não constituía uma fração significativa, porém com a Lei do Petróleo promoveu-se a centralização dos recursos transferidos aos estados e municípios produtores e confrontantes, assim como foram inseridas nessa disputa as companhias privadas participantes da indústria.

A experiência brasileira mostra que o país confiou a um organismo estatal descentralizado as atividades da indústria petrolífera nacional para captar os benefícios da exploração e uso do petróleo. A evolução ao longo das décadas e através das diferentes fases da indústria petrolífera no Brasil sustentou o processo de industrialização do país, atendendo as necessidades internas, a superação de desafios econômicos e tecnológicos, e foi objeto de processos que tentaram privatizar a empresa. Observa-se que, ao contrário do que acontece nos ramos rentistas e países rentistas, o ramo petrolífero obteve renda nacionalmente sem frear a acumulação, quando a PETROBRAS contribuiu na acumulação capitalista do país.

Considerando que a adequada distribuição e uso final da renda do petróleo teriam efeitos determinantes sobre o setor produtivo e, portanto, sobre o desempenho econômico do país, não tentaremos medir o impacto na economia, mas limitamo-nos a indicar o uso que o governo deu à renda. Neste trabalho, não será debatida a utilização dos recursos entre os entes recebedores, dado que tal análise foge ao escopo da proposta.

Nessa linha de compreensão, foi pertinente a tomada, como casos de estudo, das indústrias petrolíferas do México e da Venezuela, no intuito de observar como a geração e apropriação da renda se deram em outros países latino-americanos com marcada presença da empresa estatal de petróleo. O caso mexicano mostra como a PEMEX (Petróleos mexicanos) é utilizada como mecanismo de transferência e captura de rendas,

enquanto o caso venezuelano evoluiu de um modelo liberalizante a um modelo com predomínio estatal na indústria na tentativa de socializar mais as rendas capturadas.

O estudo proposto justifica-se, desde a perspectiva científica, não só pela importância de se iniciar a discussão e a pesquisa da renda dos recursos naturais em geral dentro da Pós-graduação em Energia, mas, sobretudo, pela necessidade de se ter um panorama histórico e amplo da geração e apropriação da renda do petróleo no Brasil. Detectamos que o tema é pouco estudado, há pouco conhecimento e raro debate sobre o conjunto de recursos extraídos do setor, embora não falem estudos e discussões sobre um ponto específico, a repartição dos *royalties* pagos pela extração de petróleo. Dessa forma o presente estudo poderá contribuir nas discussões acadêmicas, econômicas e políticas que se têm mantido sobre o tema.

Diante de um assunto de tamanha abrangência e complexidade, é necessário conciliar os esforços das mais diferentes áreas de conhecimento (economia, política, história, direito) e já que esse não pode ser esgotado em uma simples tese, permanece a necessidade de mais aprofundamento e investigação.

1.2. Considerações sobre a metodologia

O método que consideramos adequado à pesquisa é o histórico (ANDERSON, 1986; MANDEL, 1977; KATZ, 2001; MARX, 1988; FINE *et. al*, 2004), utilizando elementos da economia política.

O método histórico, porque a historicidade do problema da renda dos recursos naturais é também a historicidade do capitalismo como modo de produção, pelo papel destes no mecanismo causal de aumentos de produtividade desencadeado pela Revolução Industrial. Somente uma análise detalhada pode oferecer pontos de vista válidos sobre sua estrutura interna, mudanças, contradições e limites. A disputa pelos enormes excedentes econômicos gerados no processo social de produção e circulação de petróleo permite entender o conflito que percorreu a história do século XX e se trasladou ao século XXI. A renda do petróleo tem sua base num determinado grau e tipo de desenvolvimento das forças produtivas, que fazem da indústria um processo de produção basicamente social. As constatações históricas da indústria de petróleo no Brasil evidenciam as relações sociais de produção entre os agentes envolvidos. Estas evidências permitem entender porque a área de estudo tem alcançado as formas que apresenta hoje e as funções que desempenha. Como manifesta Mandel (1977):

O materialismo histórico afirma que a forma como os homens organizem sua produção material constitui a base de toda organização social. Esta base determina por sua vez todas as outras atividades sociais [...] As chamadas superestruturas sociais (políticas e culturais) as que permanecem de uma forma ou de outra ligada à base.

Quanto aos elementos da economia política, referidos aqui às categorias de análise da teoria marxista das quais se vale a dialética para interpretar a realidade social imediata. Marx tomou dos clássicos suas categorias fundamentais (produção, valor, trabalho, divisão do trabalho etc.) e as absolutizou por meio da dialética entre o abstrato e o concreto (MOLERO e RUANO, 2006). Como explicado por Katz (2001), as categorias abstratas antecedem logicamente aos seus equivalentes no plano concreto e estas por sua vez se constituem em precedente empírico da mesma pesquisa. Desta forma, a ordem das categorias (embora seja uma ordem teórica) reconstitui a realidade numa ordem abstrata, surgindo desde a mesma realidade (não das ideias). A estes elementos de construção ou explicação os classificamos da seguinte forma:

- Categorias abstratas gerais: valor, mercadoria, mais-valia, dinheiro, trabalho.
- Categorias concretas particulares: preço, capital industrial, excedente¹, propriedade dos recursos, renda da terra e suas derivadas.

Vale lembrar que, no presente estudo utilizamos as categorias de análise concretas que são aplicáveis ao estudo da renda petrolífera, no caso: excedente, preço e propriedade, como precedentes empíricos da pesquisa, para entender como se forma o excedente econômico no mundo e no Brasil, e como ela está sendo apropriada e por que.

Assim, a identificação e o posterior esclarecimento das categorias de análise, como o desenvolvimento dos elementos teóricos, apresentados no segundo capítulo, permitem interpretar o material empírico. Acreditamos que o movimento histórico e as categorias concretas, permitem compreender por que o petróleo é tão disputado como fonte, para quem se direcionaria o excedente gerado no setor nos seus diferentes modelos de organização, que grupos sociais se beneficiaram dele, para onde estão indo os frutos das concessões de petróleo e como a empresa de petróleo estatal promove transferências.

¹ Esta forma é comum a qualquer uma das categorias de análise.

Destarte, nesta tese o tema da renda que poderia ser analisado desde a ótica institucional e política (o problema político da renda petrolífera diz respeito da sua utilização produtiva) terá uma abordagem econômica (o primeiro motivo em termos econômicos pelo controle das jazidas é a apropriação do excedente).

1.3. Divisão capitular

Para melhor organizar o desenvolvimento da tese optamos por estruturá-la em cinco capítulos:

Por tratar-se da parte introdutória, no Capítulo 1, formula-se o problema e a hipótese da pesquisa, justificando o tema de estudo e estabelecendo o objetivo a ser alcançado, assim como o método a ser aplicado.

No Capítulo 2, é colocado o instrumental conceitual e teórico da renda capitalista e apresenta-se a evolução histórica da teoria da renda da terra abordada no tratamento dos recursos naturais. Feito isso, resgatou-se o aporte marxista para o estudo da renda do petróleo. Dessa forma, acreditamos que, a partir dos conceitos marxistas aí destacados, será possível empreender reflexões sobre a disputa pelos excedentes e a evolução da indústria do petróleo no Brasil, a partir dos modelos de organização adotados por esta.

Assim, o Capítulo 3, focou-se em apresentar, como casos de estudo, a indústria petrolífera mexicana e venezuelana para o entendimento de como a renda se gerou e foi apropriada nesses países. A escolha atende ao fato de terem presença importante da empresa estatal de petróleo e por terem sofrido grandes alterações nas suas políticas relacionadas a hidrocarbonetos, especificamente petróleo. Mostrando que se a trajetória destas empresas são iguais em suas raízes, elas são distintas nas suas trajetórias vinculadas ao processo de geração e apropriação da renda petrolífera.

Depois do estudo da indústria petrolífera mexicana e venezuelana ilustrado o processo de geração e apropriação da renda, o Capítulo 4 tentou entender e analisar a fase pré-monopólio estatal e principalmente a fase do monopólio estatal. Permitindo a compreensão da geração e apropriação do excedente econômico num país produtor e importador de grandes volumes de petróleo.

O Capítulo 5 analisou o modelo liberal da indústria petrolífera, dando-se destaque ao modelo de concessão e apresentando ao modelo de partilha de produção recentemente implantado. As estimativas realizadas do excedente petrolífero gerado e

apropriado permitem ter uma visão mais ampla da evolução histórica para entender o dinamismo do excedente em disputa.

Em suma, o Capítulo 6 reúne as principais conclusões apontadas ao longo do trabalho.

2. INSTRUMENTAL TEÓRICO DA RENDA CAPITALISTA

Este capítulo está orientado a mostrar as principais hipóteses teóricas que guiaram a presente pesquisa, não se pretende fazer uma discussão teórica sobre a renda e sim sumarizar as ideias principais em relação a ela. Cabe mencionar que este estudo seguirá as contribuições do marxismo, tal escolha se justifica pela adequação dos seus princípios básicos ao objetivo proposto. Eventualmente serão utilizados autores que apresentam conceitos e discussões importantes em relação ao tema para operacionalizar o estudo.

2.1. Noções de renda no uso dos recursos naturais: Breve evolução histórica

A economia política não tem uma teoria geral da renda, existem diversos enfoques teóricos e metodológicos para o tratamento da renda de extração dos recursos naturais. Embora ainda não exista uma teoria da renda dos recursos naturais, pois as discussões se centraram na categoria econômica da renda fundiária ou da terra, estudos de casos particulares de materiais energéticos foram desenvolvidos, como a renda dos recursos hídricos e energéticos (petróleo, gás, biocombustíveis), em temas de desenvolvimento agrícola e reabilitação urbana. Consideramos vincular renda e recursos naturais, já que, segundo Delgado (1983) existe uma relação dialética entre esta última e a sociedade, essa relação se localiza no contexto do desenvolvimento histórico das forças produtivas e das relações sociais de produção. Dessa forma, os recursos naturais são o suporte de obtenção de maior produtividade em determinados segmentos da produção, compreendidos como um valor que se valoriza, sendo que a teoria da renda permite fazer uma diferenciação entre meios de produção produzidos e não produzidos. E eis que o homem inventa formas de se apropriar de um pedaço do globo terrestre e do que há dentro dele, dessa forma os recursos naturais acabaram sendo submetidos pela lógica de reprodução do modo de produção capitalista, participando como meios de produção. Isto permitiu a um grupo determinado de agentes capturarem e disputarem o excedente gerado no setor dos recursos.

Nosso estudo da renda será abordado desde a ótica marxista, pois acreditamos que esse referencial nos permite compreender melhor os fatores determinantes do processo de geração e apropriação da renda, assim como aparece como uma ferramenta capaz de fazer explícitos alguns fenômenos da economia contemporânea. Esta teoria

difere das outras teorias que estão mais em conformidade com aspectos de excedentes físicos e técnicos, em vez da sua dimensão social (BINA, 1992). Não se compreende a renda da terra sem o capital e o fio condutor da teoria de Marx é o estudo do movimento do capital (LENZ, 1992). É de interesse sintetizar a ampla literatura que aborda o debate que diversas correntes econômicas realizaram sobre a teoria da renda, já que a preocupação no tratamento desta tem estado presente através da história do pensamento econômico.

Conforme Manrique (2002), a evolução da renda como conceito tem envolvido uma interessante sucessão de fatos que tem seu ponto de máximo desenvolvimento no século XIX. Posteriormente e até Piero Sraffa, em 1960, a teoria da renda ficou praticamente estagnada (MARTINEZ, 2002; FARID, 1994). O abandono quase que total da noção de renda deve-se principalmente à substituição da teoria clássica do valor trabalho por uma nova concepção de valor, subjetiva, trazida pela teoria marginalista (LENZ, 1992). Posteriormente e como consequências das crises energéticas dos anos 70, aparecem trabalhos pioneiros que procuram analisar o problema da renda dos recursos naturais (MANRIQUE, 2002). Contudo, na atualidade não está clara a noção de renda, o capitalismo pode se apropriar e reverter, negar, para que a origem da renda se oculte aos olhos do capital e se apresente como ingresso pela compra do recurso.

Em tratando dos clássicos foi William Petty (século XVII) que assentou as bases para incluir o modelo teórico do conceito de renda, depois John Locke, Cantillon entre outros. François Quesnay se constitui no principal representante dos fisiocratas, embora este movimento não tenha aportado elementos para o desenvolvimento do conceito de renda, consideravam que a renda fundiária é a única forma de excedente (valor). Adam Smith e a sua publicação de *A Riqueza das Nações* em 1776, propôs a análise científica do tema da renda fundiária, considerou que a renda dependia do preço e que era considerada um dom da natureza, então não ganho com o trabalho. David Ricardo em 1817 reformulou a teoria de Smith e formulou a teoria do valor trabalho para analisar sobre ela a teoria da renda. Ricardo manifestava que era a apropriação da terra a que criava a renda e se referia a ela no sentido da compensação paga a seu proprietário pela utilização das energias originárias e indestrutíveis da terra. Para ele a renda era vista como uma limitação da natureza e analisada sob o ponto de vista natural e técnico. Contudo, as características essenciais da teoria da renda de Ricardo, explicam a renda diferencial, mas negam a existência da renda absoluta (MANRIQUE, 2002; LENZ,

1985; FARID, 1994; BINA, 1989; FREITAS, 2006; DEBROTT, 1998; RECALDE, 2009).

A renda na análise de Karl Marx é abordada no terceiro livro do “O Capital” publicado em 1894, as teorias já mencionadas, principalmente os conceitos de Ricardo, foram a base sobre a qual Marx realizou um estudo aprofundado do tema desenvolvendo assim sua teoria da renda da terra. Marx encontrou nas relações sociais historicamente específicas, estabelecidas entre capital e trabalho quando media a propriedade territorial sobre os recursos naturais, a explicação da renda e não em uma característica natural ou técnica como a fertilidade da terra.

O ponto de partida da análise é a propriedade privada da terra, própria do sistema capitalista de produção, a qual outorga ao proprietário um poder de monopólio sobre o recurso natural permitindo-lhe ficar com uma parte da mais-valia gerada no processo de produção. Determinando que renda fundiária é mais-valia, produto do trabalho excedente, constituindo-se em sobra acima do lucro, ou seja, lucro suplementar. Na visão marxista, a lógica de reprodução do modo de produção capitalista submete os recursos naturais, os que não são produtos do trabalho, não tendo, portanto nenhum valor, nenhum preço, participando como meios de produção na produção de valor (ALVAREZ, 1993; BINA, 1989; MANSILLA, 2007; RECALDE, 2009; DEBROTT, 2001; FINE e et al, 2004).

A natureza aparece no discurso de Marx como a base natural sobre a que descansa toda produção social e o lucro suplementar, pela passagem do valor de uso, que caracteriza aos recursos naturais monopolizáveis, ao valor de troca na produção de mercadorias. A propriedade privada é a causa pela qual o proprietário pode apropriar esse lucro e, segundo Fine et al (2004), a propriedade atua como um obstáculo para acumulação de capital, por isso que o proprietário consegue capturar uma parte do excedente da produção.

Marx em seu estudo da renda agrária indica que o fenômeno aí observado se repete em outros ramos econômicos em que se deem condições similares:

“Onde quer que forças naturais sejam monopolizáveis e assegurem um sobre-lucro ao industrial que as explora, seja uma queda-d’água, uma mina rica, um pesqueiro abundante ou um terreno para construção bem localizado, aquele cujo título sobre a parcela do globo terrestre o torna proprietário desses objetos da natureza subtrai esse sobre-lucro, na forma de renda, ao capital em funcionamento” (MARX, 1988).

A produção de materiais energéticos como petróleo; gás natural; carvão; cobre etc., encaixa-se nessa definição de Marx. Esses recursos que se constituem em meios de produção naturais são monopolizáveis e de rendimento diferencial, portanto cumprem com a característica necessária da produção capitalista de mercadorias. Assim, na base da produção capitalista se apresentam como força produtiva do capital. Como já mencionado David Ricardo só admitia a existência da renda diferencial, enquanto Marx observou a existência desta e de mais dois tipos de rendas, a absoluta e de monopólio.

Marx considerou a renda diferencial uma forma histórica, surgida dentro de um ramo específico da produção, ao mesmo tempo em que descobriu dois tipos de renda diferencial. A renda diferencial I, seria a qual investimentos de capitais iguais, em tipos de solos diferentes, resultam em produtividades desiguais. A renda diferencial II, refere-se ao emprego sucessivo de capital em uma mesma área de terra.

Enquanto a renda absoluta se origina do movimento do modo de produção capitalista, abrangendo todos os setores da economia. O monopólio da propriedade privada da terra é a causa geradora desta renda, constituindo-se em excedente de valor sobre o preço de produção. As características da renda absoluta são: propriedade fundiária; menor composição do capital na agricultura em relação à indústria; preços de produtos agrícolas vendidos a preços de monopólio e constitui numa parte da mais-valia (LENZ, 1985).

Recalde (2009), diz que a renda diferencial e a renda absoluta são reconhecidas de forma explícita por Marx, já a renda de monopólio de forma implícita, a qual não depende das condições de oferta e sim de demanda.

Essas duas formas de renda (diferencial e absoluta) são as únicas normais. Fora delas, a renda só pode basear-se num autêntico preço de monopólio, que não é determinado nem pelo preço de produção nem pelo valor das mercadorias, mas pela necessidade e capacidade de pagar dos compradores. Essa investigação pertence à teoria da concorrência, onde o movimento real dos preços de mercado é examinado (Marx, 1988: Livro terceiro, p. 217).

Na análise de Lenz (1985), com a existência destas rendas Marx descobriu as diferenças conceituais entre valor e preço de custo, e a existência do nivelamento da taxa de lucro média. Destacando-se que o ponto em comum das três rendas é a mais-valia que, uma vez realizada, gera lucros extraordinários e estes por sua vez se constituem em renda apropriada pelo proprietário. Essa apropriação da renda constitui um elemento que permite a produção de riqueza social e como tal determina a

reprodução material, mas também a reprodução de relações sociais específicas. A renda marxista em sua aplicação ao setor petrolífero será abordada o item 2.2.

A renda fundiária nos Neoclássicos: Os teóricos marginalistas (Jevons, Menger e Walras) e neoclássicos (Marshall) discutiram o tema da renda da terra, na qual o traço comum foi considerar a terra como um fator de produção (LENZ, 1995). León Walras no seu *Compêndio de Economia Pura* (1874), considerou que a renda é o preço da terra e é determinada pelo equilíbrio geral, no qual o problema econômico relevante era a escassez dos meios em relação aos usos alternativos. Os neoclássicos com A. Marshall (fundador da escola neoclássica do valor) e L.C. Gray fizeram aportes e críticas à teoria da renda. Marshall publicou seus *Princípios de Economia* em 1890, em sua análise do equilíbrio parcial concorda com Ricardo na definição da renda e aportou à teoria o conceito de quase-rendas, pensando a renda da terra como uma simples remuneração pelo pagamento desta (LENZ, 1995; FARID, 1994).

Gray em 1914 abordou o tema da renda de mineração, a qual depois teve uma formalização, mediante o cálculo de variações, por Harold Hotelling em 1931. Hotelling no seu artigo “A economia dos recursos esgotáveis” incorporou o esgotamento dos recursos naturais no tempo, falando dessa forma de uma renda de escassez. Esta renda se originou no fato em que a decisão de extração deve considerar, além dos custos de produção, os custos de oportunidade (POSTALI, 2000). Contudo, no domínio gradual da abordagem do equilíbrio geral na teoria neoclássica, a renda resulta complicada, pois não conseguem explicar elementos que ficam fora do seu modelo e preferem abordá-la externamente, tratando-a como já mencionado como uma “renda de escassez” (CYRUS, 1992). É assim que sob esta ótica, o atual pensamento predominante considera que a característica de não reprodutibilidade dos recursos naturais junto com sua escassez frente aos requerimentos dos processos produtivos coloca a renda como uma categoria de ingresso.

Nos Neo-ricardianos, a renda foi abordada destacadamente por Piero Sraffa no seu livro “A produção de mercadorias por meio de mercadorias” em 1960, onde produziu uma crítica vigorosa à teoria hegemônica, neoclássica. Integrou a teoria da renda fundiária à teoria geral de produção de mercadorias e projetou o equilíbrio econômico como o resultado de um equilíbrio simultâneo de produção e de repartição. Esta corrente definiu o papel dos recursos naturais no processo produtivo, particularmente a partir do trabalho de Sraffa se recuperou um lugar para a teoria da renda e se publicaram diferentes artigos que estudam a renda associada ao uso e

exploração dos recursos naturais. Outros autores que se localizam na lógica da tradição neoricardiana ou Sraffiana são: G. Abraham-Frois e E. Berrebi (FARID, 1994; MANRIQUE, 1998; FREITAS, 2006; DEBROTT, 2003).

A renda nos neomarxistas considerando que existem distintos enfoques sobre a renda na tradição marxista, Flichman (1981) reconheceu três enfoques em relação ao problema da renda dos recursos naturais e as dividiu em: enfoque histórico, enfoque camponês e enfoque econômico. O enfoque histórico identifica a renda da terra com a fase específica da transição do feudalismo ao capitalismo contemporâneo. O precursor desta corrente é Philippe Rey e, posteriormente a obra de Samir Amin e Kostas Vergopoulos (1977). O segundo enfoque tenta adaptar a teoria da renda da terra a situações onde existem formas de produção não capitalistas com relações propriamente capitalistas de produção, destaca-se a obra do mexicano Roger Bartra (1993). E finalmente o enfoque econômico apareceria como consequência da obra de Sraffa, nesta corrente se encontram autores como Jean Cartelier, Alain Lipietz (1974) e Topalov (1973). Esta corrente resgata o conceito teórico da renda e o desenvolve criativamente na análise dos setores de recursos naturais no capitalismo mundial contemporâneo, destacando a existência e validade de uma renda diferencial em nível internacional (DEBROTT, 2003; FARID, 1994).

2.2. Renda do petróleo

O interesse pelo petróleo e a energia em que é convertida pelos diferentes processos de transformações, incrementou-se na segunda guerra mundial, e a partir da década de 1970 os fluxos do cru têm adquirido transcendência econômica devido ao seu contínuo e espetacular encarecimento. Na crise energética de 1973-1974, o súbito incremento no preço internacional do petróleo, colocou em evidência a enorme diferença entre o preço individual e o custo de petróleo, dando novamente uma crescente importância ao tema da renda a fim de tentar explicar a apropriação do ingresso fiscal petrolífero dos países membros da OPEP, assim como os níveis mesmos do preço de petróleo. Assim é que, como destacado por Bina (2011 p. 59), a crise de petróleo de 1973-1974, estabeleceu uma nova base para a formação de valores de mercado, rendas e preços de mercado em nível global.

Ressaltamos que as conceituações sobre renda do petróleo geram discussões polêmicas e podem redundar em diversos pontos de vista. A que melhor resume isso é a

crítica de Bina (1992) à interpretação que Chevalier² realizou à renda do petróleo por apresentar uma confusão teórica na determinação da origem da renda no processo da produção, não assumindo o *status* de categoria social, por ficar desprovida de relações sociais e de propriedade. Quando a compreensão da renda do petróleo parte primeiramente de entender que a exploração do petróleo, produto da fertilidade natural histórica, produz enormes excedentes que estão em disputa por inúmeros agentes e essa disputa está estabelecida nas regras do jogo capitalista dentro da indústria petrolífera global, e fundamentada no regime de propriedade privada das jazidas. Então, é a monopolização das jazidas de petróleo, sobre a qual são aplicados os esforços de produção, que gera a renda, ou dito de outra forma a renda petrolífera é a valorização do monopólio da propriedade exercido sobre as jazidas. Assim, definimos a renda de petróleo como excedente social ou mais-valia transformada em lucro suplementar ou excedente econômico acima do lucro normal, vinculada ao diferencial de custos, em virtude do regime de *propriedade* das jazidas que determinam em cada caso uma produtividade diferencial de trabalho³.

Para Bina (1985, 2011), o conceito de renda de petróleo dentro da indústria petrolífera se transformou gradualmente em um conceito muito mais desenvolvido no período 1950-1970, no ambiente de incremento de conflitos entre o capital nacional e internacional, onde as relações sociais de capitalismo se aperfeiçoaram nesta indústria globalizada. Segundo o autor, esta transformação foi manifestada na formação do preço de mercado baseado na região menos produtiva e na formação de rendas petrolíferas diferenciais de acordo com a produtividade diferencial existente na concorrência das regiões produtoras de petróleo. Por outro lado, considerou que no período 1901-1950, o domínio social de relações pré-capitalistas implicou a existência de uma forma rudimentar de renda de petróleo, com domínio político direto por parte das companhias petrolíferas internacionais. Seja uma renda rudimentar ou não, para Angelier (1980), a apropriação de uma quantidade considerável da renda, por parte do capital petrolífero lhe permitiu ter os meios de acumulação que lhe facilitaram se desenvolver rapidamente, acumulação que lhe permitiu se impor em uma indústria que modelou a seu favor.

² Jean Marie Chevalier, economista francês, retomou a teoria da renda da terra como instrumento de análise dos preços do petróleo, na sua obra “*Le Nouvel Enjeu Pétrolier*” em 1973.

³ Segundo explica Alvarez (2000 p. 27), o exame da renda se localiza na situação na qual se examina “o processo de produção capitalista visto na sua totalidade”, quando toda a mais-valia ou excedente social se transformou em lucro, assim então se deve falar em termos de preço de produção e não de valor.

Porém, a renda do petróleo pode se gerar na concorrência internacional ou no interior do país se os preços internos se definem com referentes internacionais (preço de importação do barril), ou seja, no petróleo exportado como no petróleo refinado internamente. Esta renda se realizada no mercado mundial vira uma fonte de acumulação de capital para os países produtores ou para os monopólios petrolíferos (MOMMER, 1990). Em última instância, é na forma de renda petrolífera que se concreta a transferência direta ou indireta, contínua e ininterrupta de volumes importantes de excedente social global ao capital produtivo (empresas de petróleo), capital financeiro (bancos e organismos financeiros), capital fundiário (proprietário da terra) e ao Estado e, neste, aos estados e municípios que o conformam. No entanto, a apropriação da renda depende da barganha política entre os agentes econômicos e entre estes e o Estado. Afinal a distribuição e utilização da renda têm efeitos sobre o aparelho produtivo e, portanto no desempenho econômico do país.

Estudos realizados pelo Banco Mundial (BM) (2008), pela *Comisión Económica para América Latina y el Caribe* (CEPAL) (2008) e pelo *United Nations Conference on Trade and Development* (UNCTAD) (2005) foram realizados para calcular o montante da renda petrolífera gerada considerando esta como a diferença entre o preço internacional e o custo de produção do barril para cada país que analisaram. Para o cálculo do custo de produção do barril de petróleo seguiram diferentes metodologias, tomando como custos de produção os estabelecidos pela *Energy Information Administration* (EIA), incluindo principalmente custos de exploração, desenvolvimento e produção, considerando outros custos em cada caso em particular.

O BM, conforme indicado no “Manual para cálculo da renda líquida ajustada”, publicado 2002, considerou o custo médio de extração (incluindo um retorno normal sobre o capital). Porém o problema que apresentam estas aproximações da renda de petróleo realizadas por essas entidades é a não diferença entre renda e lucro médio. Segundo Kornblith e Dachevsky (2010), que realizaram um estudo das metodologias para o cálculo da renda petrolífera dizem que embora na teoria esses estudos tentem separar lucro normal da renda, em nenhuma parte isto é explicitado. Não indicam sobre que bases é calculado o retorno (lucro), de que magnitude é e se já está incorporado ou não aos custos aí publicados. Contudo esses se constituem em uma referência do montante da renda de petróleo produzida nos países produtores de petróleo. Encontramos que para o cálculo da renda de petróleo na Argentina realizada por

Mansilla (2007) e na Venezuela realizada por Mommer (1990) consideram-se uma taxa de lucro sobre os custos de produção de 20% e 15% respectivamente.

O Gráfico 1 baseado em dados do BM mostra a evolução do volume da renda petrolífera gerada pelos países da OPEP, quantidades que resultam da evolução dos custos, preços e volumes de produção. Como observado, a renda petrolífera tem seguido um caminho crescente, principalmente a partir de 2003, resultado do surpreendente aumento do preço de petróleo que excedeu substantivamente o preço de produção. Com esses níveis de renda as grandes companhias petrolíferas e os principais países produtores têm obtido lucros extraordinários, destacando as economias petrorentistas da Arábia Saudita, Irã e Venezuela, que geraram rendas de US\$308, US\$128 e US\$84 bilhões respectivamente, no ano 2008. Sendo que em conjunto os países membros da OPEP geraram 1 trilhão de dólares em rendas petrolíferas.

Gráfico 1- Evolução da renda petrolífera dos países membros da OPEP, 1970-2008

Fonte: Banco Mundial, 2010.

Por sua vez o Gráfico 2, também baseado em dados do BM, mostra a evolução das rendas petrolíferas geradas nos países não membros da OPEP, que no ano 2008 geraram 1,7 trilhão de dólares. Destacam-se neste conjunto a Rússia US\$287, o México US\$91 e a Noruega US\$61 bilhões nesse mesmo ano.

Gráfico 2 - Evolução da renda petrolífera dos principais países não membros da OPEP.

Fonte: Banco Mundial, 2010.

Os tipos de renda que observamos na indústria de petróleo são a diferencial e a absoluta⁴. Aqui distinguimos qualitativamente estes tipos de renda, já que estabelecer sua quantidade periodicamente resulta um tanto difícil. Cabe mencionar que, a renda em qualquer das suas formas é excedente ou lucro suplementar relativamente permanente.

2.2.1. Renda petrolífera diferencial

Segundo Marx (1988), esta renda está relacionada à concorrência ao interior de determinado setor, sendo obtida pelos capitais que utilizam terras diferentes das menos adequadas e cuja existência é independente da propriedade territorial. No caso da renda petrolífera diferencial, esta é gerada pela produtividade acrescida do trabalho humano sob as condições naturais diferenciais das jazidas, relacionadas principalmente a localização, acessibilidade e qualidade do recurso, que permitem um custo de produção⁵ inferior nas jazidas mais produtivas, em relação às marginais. Então se constitui em

⁴ Não consideramos a existência da renda de monopólio, pois esta se consegue quando se controla o mercado, quando o mercado sanciona um preço de monopólio, quer dizer, quando se consome a última unidade de um bem. Quer dizer que é resultante da escassez e não da propriedade privada. No caso de certos bens finitos como a energia fóssil não se tem chegado a esta situação e, portanto não há hoje uma renda de monopólio (ALVAREZ, 2003; DEBROTT, 2001; BINA, 2011). Localiza-se em um nível de concorrência de capitais que não tem nada a ver com a renda diferencial e absoluta.

⁵ Para Marx (1988, p. 129), o preço de produção considera o capital e o lucro médio da indústria.

excedente acima do custo de produção, determinado pela diferença do custo marginal e do custo individual de produção, destacando que o preço de mercado vai se alinhar com os custos de produção mais elevados.

Bina (2011 p. 60-64; 2002) ressalta que esta renda tem emergido como resultado da concorrência global, no período 1950-1970 e que seu volume tem se incrementado nas três últimas décadas do século XX, pelo declínio na produtividade da produção petrolífera americana e a progressiva integração da produção de petróleo dentro da economia global, o que incrementou o nível de produtividade e lucratividade diferencial⁶. Para complementar este postulado, Alvarez (2003) menciona que entre 1986, primeiro grande pico baixo dos preços, e 1995, virtualmente até metade da década passada a demanda não aumentou, mas a produtividade no emprego da energia e os preços correntes se estancaram. Contudo, a formação de preço do petróleo esteve influenciada principalmente pelos custos de produção marginais nos EUA que marcava o mercado. No cenário mundial até o ano 2002 houve o predomínio de rendas diferenciais, pois a partir do ano 2003 os preços internacionais se incrementaram aparecendo as rendas absolutas.

Trata-se de uma renda diferencial internacional na indústria e no mercado internacional de petróleo, que surge da comparação entre estruturas de custo e entre países produtores exportadores e não exportadores, através da qual aqueles que possuem custos mais baixos obtêm uma renda diferencial internacional, descontando as taxas de salários e lucros normais (DEBROTT, 2001 p. 144). A explicação a isso tem a ver com a internacionalização da produção de petróleo que formou um valor social em nível global, emergindo sistematicamente entrelaçado com a formação de rendas petrolíferas diferenciais através da concorrência global (BINA, 2011 p. 59).

A renda diferencial tem a característica de ser disputável (KORNBLITTH e DACHEVSKY, 2010), dessa forma, esta renda constitui uma porção de riqueza factível de ser apropriada de forma sustentada no tempo, mediante diversos mecanismos, por setores não ligados à produção geradora de renda, sem que esta última se veja comprometida para seguir acumulando.

⁶ Na época do cartel das sete irmãs, suas fabulosas rendas se baseavam em uma estrutura artificial de preços. O preço de produção era determinado pelos altos custos dos poços do Texas, embora o petróleo viesse principalmente de campos da Venezuela e do Oriente Próximo, onde os custos eram reduzidos (O'CONNOR, 1962 p. 09-28). As grandes corporações conseguiram apropriar enormes lucros extraordinários, surgindo daí a renda diferencial disputada entre elas. No período 1915-1960 o total das rendas brutas destas petrolíferas foi de US\$ 33,564 bilhões. O tamanho e poder destas petrolíferas eram de tal magnitude que as suas receitas podiam exceder às receitas dos governos de alguns países.

A Figura 1 ilustra os novos projetos de petróleo por tipo de recurso e por região, cada região oferece diferentes condições naturais, o que implica diferentes produtividades de trabalho, que a sua vez determinaram custos diferenciais de produção dada a acessibilidade e qualidade do recurso extraído. Observa-se que os projetos de petróleo convencional perderam espaço frente a alternativas como a exploração em águas profundas com operações espalhadas no pré-sal do Brasil, Golfo do México, África ocidental e Austrália.

Figura 1 - Fontes de novos projetos de reservas de petróleo

Fonte: Energy Intelligence, 2011.

2.2.2. Renda petrolífera absoluta

Esta renda está acima da renda diferencial e se deriva de inconsistências que esta não alcançou a explicar, isto é, o fato do produtor com custos mais elevados poder receber uma renda. Segundo Marx (1988), este fenômeno é explicado e atribuído ao monopólio da propriedade privada sobre os recursos. Quer dizer que a renda absoluta é apropriada pelo proprietário por exercer o monopólio da propriedade privada da terra.

A propriedade aparece aqui como a base objetiva para o surgimento deste tipo de renda (DEBROTT, 2001), então a renda absoluta é um reflexo dos efeitos dos obstáculos da propriedade da terra (BINA, 2011). Mommer (2003 p.13) usa o termo renda consuetudinária para se referir à renda absoluta e disse que representa um mínimo abaixo do qual o latifundiário não arrendaria sua terra, então a propriedade daria a possibilidade de não incorporar a parcela de terra à produção.

A renda absoluta resulta ser o excedente do valor sobre o preço de produção, a qual é definida por sua apropriação (MARX, 1988). Ou seja, a renda absoluta como metamorfose da mais valia, transformação de uma parte dessa mais valia em renda fundiária, ao invés de seu envio para a retorta da nivelção geral que forma o lucro médio (PAULANI, 2012). Isto pela ação da propriedade privada da terra.

Embora a existência desta renda seja polêmica, pois como afirma Debrott (2001), a maioria de marxistas, economistas e não economistas, nega desde o ponto de vista de um determinismo historicista totalmente alheio ao pensamento dialético marxista, a existência da renda absoluta. Isso devido a que o postulado marxista diz que a renda absoluta supõe duas condições para sua existência: que a composição orgânica do capital (COK)⁷ seja menor no setor de recursos naturais em relação a outros setores e que o setor de recursos naturais esteja sujeito a algum tipo de propriedade. Dessa forma, negam a existência desta renda na indústria petrolífera pelo aumento da COK e consideram que se trata de uma renda de monopólio, que surge por preços de monopólio, anulando o papel que joga a propriedade territorial.

A esse respeito, Alvarez (2003) e Bina (2011), não consideram que a renda absoluta seja uma renda de monopólio, como o sugerem autores como Angelier (1980) e Chevalier, para resolver o problema de uma renda absoluta na presença de uma alta composição orgânica de capital. Contudo, a renda absoluta petrolífera se diferencia da renda agrícola de Marx no sentido que a composição orgânica do capital na indústria petrolífera é igual ou maior que a COK média, mas nunca menor a esta.

Debrott (2001), diz que a especificidade histórico-jurídica própria do desenvolvimento capitalista permitiu um novo sentido ao conceito de renda absoluta, desta vez em nível internacional, a partir do domínio ou da propriedade estatal sobre os recursos minerais e energéticos. A reestruturação da indústria petrolífera internacional pela onda de nacionalizações da década de 60 e 70, destacando a criação da OPEP, ao

⁷ Formada por custos constantes e variáveis. Si a composição de capital é menor que a do capital social médio, o valor do seu produto deve se encontrar situado acima do seu preço de produção.

redor dos principais produtores mundiais, estabeleceu restrições à produção e oferta no contexto do mercado mundial de petróleo, mas principalmente as travas ao investimento de capital internacional no setor, levando a conceituar os excedentes gerados como uma renda absoluta internacional. Ao se constituir num oligopólio de proprietários, os países da OPEP puderam aumentar a renda por cada barril de petróleo extraído dos seus territórios. No entanto, observou-se o enfraquecimento da OPEP na década de 80 e se prolongou na década de 90, devido entre outros motivos à falta de coesão entre seus membros, o incremento da produção de petróleo nos países independentes, não membros da OPEP, entre eles a Rússia e o México.

A partir do ano 2003 o preço iniciou uma tendência ascendente no mercado livre ou *spot*, nenhuma razão política ou econômica justificava esse aumento, estava-se na presença do incremento da renda absoluta. Isso pela reconstrução da fortaleza relativa da OPEP que logrou, temporalmente pelo menos, cumprir restrições prometidas na oferta com um bom resultado até o cru *West Texas Intermediate* (WTI) ficar em escalas superiores aos 30 dólares, chegando a 140 dólares o barril a meados de 2008. Segundo Alvarez, isto se explica devido a que os aumentos do preço regulador de mercado induzem a um aumento na oferta no médio prazo, surgindo assim as rendas absolutas.

2.3. Categorias de análise da renda petrolífera

As categorias, excedente ou lucro suplementar, propriedade e preço, definidas por Marx (1988) e utilizadas por diversos autores para o estudo da renda da terra, são aplicadas na presente tese para explicar o processo de geração e apropriação da renda petrolífera no Brasil.

2.3.1. Excedente ou lucro suplementar

É um termo usado por Marx para introduzir a noção de renda diferencial segundo a representação do valor trabalho social. O lucro suplementar nasce da diferença entre a produtividade dada pelas condições sociais médias de produção e a maior produtividade – independente do capital e do trabalho – proporcionada por um capital empregado em um recurso natural que não está disponível a todos os capitalistas (GONÇALVES JR., 2007).

Esclarecendo que, o recurso natural não é a fonte de lucro suplementar e sim a sua base natural, que dependendo da sua fertilidade é a base para a maior produtividade do trabalho e lucratividade. É aqui que o rentismo trata de transformar em valor excedente recursos esgotáveis, desequilibrando a natureza e comprometendo as possibilidades futuras de produção material (PAULANI, 2012).

Nesse sentido, tanto as jazidas que reportam maior produtividade de trabalho, porém com custos mais baixos, quanto aquelas que têm os custos mais altos, cuja produção reconhece ou demanda o mercado, gerarão lucros suplementares ou excedentes econômicos elevados, na forma de renda diferencial e absoluta respectivamente. Por outro lado, o lucro suplementar é determinado pelo preço de produção regulador do mercado, que por sua vez é determinado pelo preço de produção individual (custo de produção marginal ou do pior solo) (LENZ, 1992). Desta forma, este preço se constitui em um limite regulador do lucro suplementar.

Para Alvarez (2000), o conjunto do excedente social é formado pelo processo global de fixação dos preços, dessa forma, o excedente petrolífero global constituído pelo valor dos hidrocarbonetos extraídos do subsolo a preços de mercado internacional, origina-se nos países consumidores, e que pela dinâmica do mercado mundial chega aos países produtores.

Este lucro suplementar é apropriado na forma de renda pelo direito de propriedade que exerce o proprietário do recurso ou pelo capitalista que tem a posse do recurso, adicionado a sua taxa média de lucro no sistema capitalista concorrencial. É por esse motivo que as empresas querem conquistar produtividade acima da média a fim de obter lucros suplementares, é isso que está em disputa pelo acesso e controle dos recursos, já que o lucro é fundamento da acumulação ou reprodução ampliada do capital.

Por fim, o excedente geral se acumula somando o diferencial de custos de produção (renda diferencial) mais a quantidade expressiva da valorização do caráter privado da fonte energética (renda absoluta). Rojas (1991, p. 184), diz que se deve estar atento a identificar excedente resultado ou expressão do controle do método tecnológico de prospecção, exploração ou recuperação que não se tenha generalizado em toda a indústria petroleira.

Ainda que apenas como esquemas meramente ilustrativos, as Figuras 2 e 3 mostram como se gera o excedente petrolífero. No caso de um país produtor não exportador de petróleo, o excedente se gera do diferencial entre o preço de produção do

barril nacional e o preço regulador, que viria a estar constituído pelo preço do barril de petróleo importado. No caso do país produtor exportador, podem-se observar os componentes do excedente, renda diferencial e absoluta, sendo o preço regulador de mercado, o preço internacional do petróleo.

Figura 2 - Geração de excedente em um país produtor não exportador

Fonte: Elaboração própria.

Figura 3 - Geração de excedente em um país produtor exportador

Fonte: Elaboração própria.

2.3.2. Propriedade do recurso

Na perspectiva marxista a propriedade privada é uma forma histórica específica, a forma transmutada, por influência do capital e do modo de produção capitalista e é a causa da metamorfose do lucro suplementar em renda, por tal a renda é a forma em que a propriedade privada se valoriza (MARX, 1988). Em outras palavras, a propriedade como fator de monopolização dos recursos naturais dá a qualquer proprietário das terras o poder de exigir um tributo para a exploração dessas. E como menciona Paulani (2011), *“a propriedade fundiária ... viabiliza a permanência de sobre lucros que se originam da diferença entre valores e preços de produção, podendo ocorrer entre diferentes esferas”*.

Nas palavras de Bina (2011 p. 56): *“a noção de renda de petróleo não é outra que a forma fenomenal da relação de propriedade específica que é única para a indústria petrolífera”*. A relação de propriedade específica mencionada por Bina refere-se a países ou regiões onde a propriedade da superfície do solo inclui legalmente o subsolo, o produtor capitalista está confrontado com o obstáculo da propriedade de depósitos de petróleo. Sobre isso, Debrott (2001) elucida que, na América Latina e no Caribe, como resultado da influência da legislação espanhola, estabeleceu-se muito cedo uma diferenciação entre propriedade territorial, que podia ser adjudicada a privados, e o domínio sobre as riquezas depositadas no subsolo que pertenciam ao Estado ou diretamente à União. Assim sendo, na indústria de petróleo da América Latina predomina a tradição hispânica relacionada à propriedade estatal dos recursos minerais e energéticos do subsolo, contrária a legislação de origem anglo-saxônica que predomina nos Estados Unidos e Canadá. Dessa forma, o Estado como proprietário do solo e subsolo do qual se extrai o petróleo pela ação do trabalho (vivo e incorporado) se vê beneficiado pela renda petrolífera.

O *status* jurídico, determinado pelas relações de produção, outorga a propriedade de determinada porção de terra ao proprietário, se constituindo em uma barreira frente ao investimento ilimitado de capital, mas isto não impede a acumulação. Para Debrott (2001), a renda dos recursos naturais historicamente se teria transformado de um obstáculo à acumulação capitalista em nível nacional a um incentivo à acumulação de capital a escala mundial, entrando em contradição com um dos principais postulados marxistas, como acontece nos países petrolíferos, cuja acumulação de capital surge

principalmente de uma renda petrolífera internacional que por esta via se transforma finalmente em base estrutural de toda a economia nacional (MOMMER, 1988 p. 115).

Isso é o fundamento do modo capitalista de produção, no qual a propriedade privada da terra por parte de alguns implica a não propriedade por parte de outros. Alvarez (2000) chama a atenção para que a propriedade como fato social e histórico atue sobre um parâmetro econômico: a distribuição do excedente, que devido à monopolização da natureza e a expansão do capital conduzem a uma repartição da mais-valia em lucro e renda, para o capitalista e o proprietário, segundo corresponda.

A OPEP representa um acordo entre Estados proprietários de um recurso natural, no qual se manifesta de forma mais evidente o exercício efetivo da propriedade sobre a riqueza petrolífera (DEBROTT, 2001), ou como manifesta Bina (2011) uma associação composta de um número de estados rentistas que estão totalmente integrados à economia global. De tal forma que a OPEP exerce controle de acesso à renda absoluta gerada nos países membros.

A importante fortaleza da propriedade territorial na constituição e o incremento nos preços de petróleo, como ressalta Alvarez (2000), constitui-se em ator privilegiado a ser considerado no processo de fixação social e planetário dos preços dos materiais energéticos, na medida em que possa controlar o acesso a estes. É assim que na última década, alguns países da América Latina têm iniciado um novo ciclo de nacionalizações ou controle das suas empresas estatais destacando principalmente, Venezuela, Bolívia, Equador e Argentina, com o intuito de reposicionar-se no controle dos seus recursos petrolíferos e apropriar a renda gerada.

2.3.3. Preço de produção de petróleo

O preço de produção de um barril de petróleo forma-se com base no capital⁸ mais o lucro correspondente à taxa média ou normal da indústria, através da formação dos preços de produção se gera uma repartição da mais-valia social na qual os ramos com maior composição orgânica resultam mais beneficiados.

Quando se fala de capital como um dos componentes do preço de produção do barril de petróleo, refere-se ao custo de separação do petróleo de seu suporte material.

⁸ Componentes ao capital constante e variável essa relação é conhecida como composição orgânica do capital, proporção em que participa o capital constante em relação ao capital variável no capital total adiantado.

Dessa forma, e para ter uma referência, observamos que a literatura relacionada à contabilidade petrolífera é variada, segundo Gallun *et al* (2001 p. 31), consideram que existem quatro custos básicos incorridos pelas companhias nas atividades de exploração e produção de óleo e gás, estas são: custo de aquisição; exploração, desenvolvimento e produção. Enquanto segundo a metodologia proposta pela EIA dos Estados Unidos, os custos de extração de um barril de petróleo consideram custos de descoberta e desenvolvimento (*Finding and development Cost*)(F&D) e custos de operação ou extração do petróleo (*Lifting cost*). A metodologia da consultora Ernst & Young (2011) para o cálculo de indicadores de desempenho das companhias petrolíferas considera o seguinte: custo de aquisição de reservas provadas; custos de descoberta e desenvolvimento⁹; custo de reposição de reservas; taxa de reposição de produção (todas as fontes); taxa de reposição de produção (excluindo compras e vendas) e cálculo do custo de produção como custo de produção.

A Figura 4 mostra o diferencial de custos *lifting* e *finding* entre as diversas regiões do mundo, destacando Médio Oriente como a região com melhores condições naturais, com maior produtividade e para tal com menores custos. Estes custos muitas vezes são contabilizados tendo em conta impostos, participações especiais, depreciações e demais.

⁹ São calculados como custos de aquisição de propriedades não provadas; custos de exploração; custos de desenvolvimento e custos relacionados à obrigação de retiro de ativos, dividida por extensões e descobertas, e recuperação avançada de reservas provadas; revisões e recuperação avançada de reservas provadas. Esse cálculo exclui o efeito da compra de reservas provadas.

Figura 4 - Custos de investimento e operação na produção de petróleo por região, em 2009.

Fonte: IEA, 2010.

Outro componente do preço de produção constitui o lucro médio da indústria. Em relação a isso, Marx (1988) explicou que as variações das taxas de lucro entre as esferas de produção nivelam-se à taxa média de lucro pela concorrência capitalista inter-setorial. Então, em função desta taxa distribuem-se os benefícios e se estabelece a lucratividade que tem as indústrias sempre em relação às magnitudes de capital adiantado correspondentes a cada esfera da produção, já que existem grandes diferenças na composição orgânica dos capitais dos ramos. No setor petrolífero esta taxa está ligada ao volume de capital investido em exploração e produção. Cabe destacar que este excedente não é produto das particularidades da extração petrolífera e responde pela normal valorização do capital investido (MANSILLA, 2007 p.106). É uma consequência necessária da forma capitalista de organizar a produção, pois, de outra forma os custos diferenciais de exploração se traduziriam em desvantagens permanentes para os produtores menos favorecidos.

O valor de mercado, preço de mercado segundo Marx, estaria determinado por aqueles capitais que operam nas piores condições de produção. No entanto, na atualidade esse preço na indústria petrolífera é determinado segundo Sauer (1981), pelo preço individual do carvão por se constituir na alternativa de referencia capaz de satisfazer parte considerável das necessidades de matérias primas que o petróleo fornece. Segundo o mesmo autor, do ponto de vista da apropriação da renda absoluta,

renda diferencial, todos aqueles que controlam o oligopólio do petróleo não abrem mão dele, a não ser pelo seu preço social alternativo, que como já se disse estaria determinado pelo carvão que seria a alternativa a escala mundial. E talvez no futuro, dependendo da evolução tecnológica, poder ser os renováveis, a nuclear e o *shale gás and oil*.

No caso de renda diferencial, o preço regulador ou preço social será o preço de produção nas terras marginais outorgando a lucratividade média aos capitais aí investidos. O encarecimento do custo de produção afeta imediatamente as margens do excedente diferencial. A reestruturação da indústria global de petróleo iniciada durante a crise do petróleo de início da década de 70, cuja consequência foi o surgimento no mundo de preços competitivos baseados no preço mais alto (EUA) e a formação de rendas diferenciais mundiais de petróleo para as regiões mais produtivas do mundo (CYRUS, 2003). No caso da renda absoluta o preço regulador, constituem os preços internacionais de petróleo, que como já mencionado estão determinados pelo substituto mais próximo, que no caso do petróleo é o carvão.

A Figura 5 ilustra a formação da renda absoluta e diferencial de petróleo, na qual cada escada mostra que o crescimento da produção, impulsionada pelo consumo, leva à utilização de piores poços, o que converte cada vez mais lucrativa a exploração de petróleo aos proprietários de poços mais férteis.

Figura 5 - Formação da renda absoluta e diferencial.

Fonte: Sauer (2011), baseado em Alvarez, 2000.

A dificuldade de recuperação das reservas, a qualidade do petróleo não convencional e, em alguns casos, o difícil acesso implicam custos maiores quando comparados com a produção de óleos convencionais. Como consequência direta, a viabilidade de projetos desta natureza está associada a preços de petróleo mais elevados, como visto na Figura 6.

Figura 6 - Custos de produção de recursos energéticos.

Fonte: IEA, 2010.

As oscilações de preços do petróleo observados na Figura 7 indicam que os países produtores de petróleo tem se visto submetidos a uma dinâmica energética que tem implicado, por uma parte, uma variação contínua de seus custos de produção, mas também uma variação contínua de seus preços de produção e de seus preços de mercado. Porém a cotização do preço do barril de petróleo não responde ao jogo da oferta e da demanda, durante a maior parte da década de 90 o preço se manteve volátil, entre 25 a 30 dólares por barril, porém, nos últimos anos o preço do petróleo tem apresentado uma tendência crescente, chegando em 2008 e 2011, ao nível mais alto da história dos preços constantes. Que como mencionado tem um importante componente na propriedade das jazidas dos países produtores da OPEP.

Contudo a essa situação se lhe somam outras como: o esgotamento do cru; o enfraquecimento do dólar e a crise estadunidense; o aumento da demanda impulsionada pela China e Índia e a instabilidade nas zonas petrolíferas: a invasão do Iraque; a constante tensão entre Irã e os Estados Unidos e a guerra civil na Nigéria. Existe

também um componente especulativo em torno dos mercados de futuros¹⁰, mediante a especulação as empresas elevam suas reservas que possuem a cada ano, anunciam descobertas que nunca se confirmam assim por diante. Isso tudo tem influenciado para que o preço do barril internacional WIT passasse de US\$72/b em 2007 a US\$100/b em 2008 e US\$ 95/b em 2011.

Figura 7 - Evolução do preço de petróleo.

Fonte: BP, 2011.

2.4. Apropriação da renda do petróleo

A disputa pela renda gerada na indústria petrolífera acontece entre os Estados nacionais e as empresas petrolíferas privadas, sejam estas nacionais ou internacionais. Observa-se que há um conflito entre o setor público e o setor privado. No caso dos

¹⁰ Desde 1999, quando se desregulam os controles de preço de petróleo na *Nymex* (Bolsa mercantil de *New York*) a especulação se fez mais simples e rápida. Com isto apareceram novas ferramentas financeiras, começou-se a negociar contratos futuros em mercados eletrônicos que não estavam regulados, ou seja, especula-se para obter excedentes.

Estados nacionais proprietários da terra ou plataforma continental, estes estão em situação de se apropriar da renda da realização de petróleo cru produzido nas jazidas, a causa do seu *status* jurídico. Por sua vez, as petrolíferas privadas podem apropriar a renda uma vez que atuam direta ou indiretamente no processo de exploração e produção.

O Estado nacional através da empresa estatal pode ter uma participação contratual na operação do campo e apropriar e redistribuir a maior parte da renda petrolífera. Isso tomou impulso durante a década de 1970 com a onda de nacionalizações acontecidas nos países produtores de petróleo. Dessa forma, na atualidade a propriedade das jazidas recai nas mãos dos Estados nacionais que controlam 87% das reservas mundiais de petróleo, sob o domínio das suas empresas estatais. Os mecanismos através dos quais o Estado nacional apropria a renda são: *royalties*¹¹ e impostos¹² estabelecidos por Lei como: imposto à produção; imposto de renda; imposto sobre as exportações; imposto aos lucros; imposto sobre os lucros extraordinários etc. A percentagem de *royalties* e impostos pode ser fixa ou variável. Na teoria, as empresas nacionais ficam com o lucro médio e no caso de monopólio estatal da indústria a renda, tanto diferencial como a absoluta, fica com o Estado nacional. Cabe mencionar que a disputa pela apropriação da renda se dá também no seio do próprio Estado, nos estados e municípios produtores de petróleo que o conformam e que recebem do poder central uma parte dos direitos pela exploração deste recurso.

Embora a intromissão do Estado nesta indústria sempre tenha sido mal vista, pois no capitalismo a propriedade é privada por excelência e não se concebe ao Estado como proprietário de recursos, é um elemento fundamental na organização da produção capitalista e na mediação dos interesses e como cita Angelier (1980) “*os Estados petrolíferos ao se apropriar de uma renda petrolífera de montante considerável têm a possibilidade de quebrar as relações de dominação, impostas pelo capital petrolífero*”. Ao respeito Kaplan (1980) menciona que o impacto do petróleo nos países produtores exportadores se manifestou no fortalecimento do Estado e suas funções, de seus poderes e de sua autonomia relativa e mais ainda que em alguns países como Arábia Saudita e

¹¹ Aplicado sobre o volume ou valor da produção medido em boca de poço. Não precisa de contabilidade dos custos de operação e investimentos realizados (OLADE, 2010). Para ter em conta as variações de preços e inflação os *royalties* são percentuais.

¹² A diferença entre *royalties* e impostos consiste no uso dos recursos, usualmente os *royalties* são ingressos dos estados produtores e os impostos financiam os gastos do Governo Central ou Geral (OLADE, 2010). Os primeiros são aplicados à produção bruta ou ingresso bruto e os segundos sobre o lucro de operação da empresa.

Kuwait, o petróleo tinha sido determinante na construção do Estado, o qual se edificou em torno e sobre a base dos poços petrolíferos. Contudo, segundo o mesmo autor, nos modos e os efeitos do uso da renda petrolífera e da capacidade incrementada de gasto, tem uma importância central a natureza e o comportamento das elites políticas e administrativas e dos grupos dominantes, já seja para o esbanjamento ou para o bom destino destes recursos econômicos.

Por outro lado, as petrolíferas privadas apropriam a renda através dos contratos petrolíferos que permitem a participação destas na exploração e produção de petróleo, ou na prestação de serviços como empresas de serviços petrolíferos, dependendo da capacidade técnica e tecnológica; dos recursos financeiros disponíveis; do grau de autonomia política do país e dos riscos envolvidos, os países detentores de reservas têm adotado diferentes contratos de exploração e produção. Os tipos de contratos ou regimes fiscais de petróleo no mundo (associados aos sistemas tributários aplicados) segundo Angelier (2008), BNDES (2009), Bercovici (2011), Johnston (2006), OLADE (2010) são:

Concessões: O governo outorga à companhia o direito para tomar controle de processo completo, desde exploração até a venda, dentro de uma área fixa por um determinado período. Não envolve a propriedade estatal sobre o produto da lavra, permitindo a propriedade privada dos recursos minerais. Dessa forma, o Estado se limita a cobrança de *royalties* e imposto de renda e impostos especiais como os seus principais componentes. Esse modelo dominou a indústria internacional de petróleo até a década de 1960, sendo a partir desse ano alteradas, com termos mais equitativos para ambas as partes. Duas grandes mudanças afetaram as cláusulas das concessões: o princípio de *fifty-fifty* e o princípio de reversão. Exemplos de governos que usam este regime são os EUA; Canadá; Noruega; Reino Unido; Brasil; Argélia; África do Sul; Tailândia e Austrália. Em muitos países do Sul este sistema foi substituído pelo sistema de partilha de produção. Enquanto nos países do norte este sistema domina quase exclusivamente, pois numa economia liberal parece ser a melhor forma de explorar a riqueza petrolífera.

Partilha de produção: (*Production sharing contract* - PSC), através desta modalidade os contratantes recebem com uma quantidade de óleo para a recuperação dos seus custos (óleo custo), bem como uma quantidade de óleo que representa uma

parte dos lucros (óleo lucro), enquanto os governos recebem o restante do lucro do petróleo. Usualmente quem faz a divisão da produção em proporções pré-determinadas entre o contratante e o Governo, é a empresa petrolífera nacional. Às vezes, este sistema também têm *royalties* e impostos. Exemplos de governos que usam esses regimes são a Indonésia¹³; Malásia; Egito; Gabão; Costa do Marfim; Síria; Iêmen e Trinidad e Tobago.

Contrato de serviços: Mediante este sistema o contratante recebe honorários pelos seus serviços, além de um acordo para recuperar a totalidade ou parte dos custos, enquanto o governo recebe o restante do valor da produção. Atualmente, os contratos de serviço de risco existem no México e Irã, enquanto o Iraque e o Kuwait estão considerando esses conceitos.

Esses dois últimos modelos são menos favoráveis às empresas privadas que o modelo de concessão, já que nos sistemas contratuais a propriedade pertence ao Estado, enquanto que nos sistemas *royalties*/impostos (chamados de contratos de concessão) a propriedade do recurso é assumida pela companhia que aporta o capital de risco. A transferência da propriedade dos hidrocarbonetos às companhias privadas é uma característica distintiva dos regimes jurídicos de petróleo. No sistema de concessões, a transferência de título acontece na boca de poço, a companhia privada toma o título de petróleo bruto menos *royalties* de petróleo. No sistema de partilha de produção essa transferência acontece no ponto de exportação ou de fiscalização, a companhia privada toma o título de óleo custo e óleo lucro. No acordo de serviços não há transferência de titularidade. Entende-se a propriedade do recurso como a capacidade de definir preços, volumes e mercados para a produção, muitas vezes a propriedade está relacionada com a comercialização do petróleo (OLADE, 2010) (Figura 8).

¹³ Começou no ano de 1966 na Indonésia como alternativa ao sistema de concessões.

Figura 8 - Classificação dos Contratos Petrolíferos.

Fonte: OLADE, 2010, baseado em David Johnston e Daniel Johnson.

2.5. Gestão estatal e apropriação da renda petrolífera

A indústria de petróleo tem sido frequentemente utilizada para ilustrar a evolução das relações entre Estados e empresas petrolíferas sejam estatais ou privadas. No caso específico das petrolíferas estatais, a discussão sobre estas tem lugar a uma discussão mais ampla e mais antiga sobre a intervenção estatal na economia. É assim que depois da Revolução Russa de 1917 e da crise mundial instaurada pela Depressão de 1929, os países subdesenvolvidos assumiram a reforma agrária e comandaram o processo econômico nacional através da criação de empresas estatais. Isto porque a propriedade estatal era vista como necessária em qualquer sistema de desenvolvimento planejado (WARNOCK, 2006).

A história mostra que a primeira proposta de exploração de petróleo por uma empresa estatal aconteceu a inícios do século XX na Romênia, primeiro país a produzir petróleo na Europa, com o objetivo de tomar controle sobre suas riquezas petrolíferas (O'CONNOR, 1962 p. 58). Na Rússia, após a Revolução de 1905, um relatório governamental defendia a propriedade estatal e o controle dos terrenos petrolíferos da Coroa, sendo viabilizado em 1917-1918 objetivando alavancar o desenvolvimento nacional (O'CONNOR, 1962 p. 59). Em 1914, o governo britânico adquiriu ações da

Anglo-Persian (nomeada posteriormente BP), para garantir seu suprimento de petróleo (O'CONNOR, 1962; YERGIN, 1993). Contudo, este fato teve uma recepção negativa por parte dos governos dos países desenvolvidos, por afetar os interesses das suas empresas.

A América Latina, entre 1900 e 1930, foi cenário do desenvolvimento petrolífero mundial mais intensivo fora dos Estados Unidos, capitais internacionais se instalaram nos diferentes países da região na procura de petróleo, surgindo as disputas pelo controle do recurso e com isto tentar expurgar o regime de concessões. Justamente o “Nacionalismo Latino Americano” orientado a assumir o controle sobre seus recursos estratégicos se iniciou na indústria do petróleo, os movimentos nacionalistas contestavam a forma de agir das grandes empresas internacionais de petróleo, na luta pela independência política e a emancipação econômica. A partir de radical ou progressivo controle da indústria, foram se criando as petrolíferas estatais marcadas pelas lutas políticas. Em 1922, a Argentina foi o primeiro país na América Latina a constituir a sua petrolífera estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF). Em março de 1937, o governo boliviano expropriou a *Standard Oil of New Jersey* e assumiu o controle nacional sobre a exploração do petróleo criando a *Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos* (YPFB). O México, em 1938, após a expropriação dos ativos das petrolíferas privadas criou a PEMEX. O Brasil, em 1953, criou a PETROBRAS e a Venezuela, em 1975, a PVDSA e demais países (SANCHEZ, 1998).

O discurso do diretor da YPF, o General Enrique Mosconi, que defendia a propriedade e controle estatais sobre os recursos petrolíferos, assim como a expropriação da indústria de petróleo no México, influenciaram no início da discussão sobre o controle estatal da indústria tendo impacto na criação da petrolífera estatal no Brasil e em outros países da região. Os líderes da Argentina (Mosconi), México (Cárdenas) e Brasil (Vargas) promoveram o controle nacional sobre os recursos realizando alianças com os setores trabalhistas e com setores da burguesia (SANCHEZ, 1998).

Posteriormente na década de 1960 e 1970 o processo de descolonização nos países do Oriente Médio levou ao maior incremento das petrolíferas estatais (WARNOCK, 2006). Destacou-se a criação da Organização dos países exportadores de petróleo (OPEP), em 1960, começou-se a falar sobre o problema da apropriação da renda, pois a principal motivação para as petrolíferas estatais foi a criação e captura de uma maior porção de renda econômica associada com a produção petrolífera. Como

tentou se apresentar linhas acima, a intervenção estatal na indústria petrolífera é relativamente recente, os acontecimentos mostram que desde o início do século XX até o final dos anos 70, a ideologia econômica da intervenção estatal predominou principalmente de países em desenvolvimento, considerando ao setor energético como atividade central no cenário de desenvolvimento nacional.

Estas petrolíferas estatais têm enfrentado inúmeros eventos, entre eles o processo de reforma do setor da década de 80-90, que entre outros pretendia privatizar as estatais energéticas. Muitos países se viram obrigados a alterar sua regulação na área de petróleo, criando incentivos que atraíam aos investidores estrangeiros, com o suposto de aumentar as reservas nacionais. Segundo o WEC (2008), esses incentivos foram: redução nas taxas e na porcentagem de *royalties*; extensão dos termos de concessão; incremento da participação na produção e liberdade para exportar eliminando a obrigação de abastecimento do mercado interno. Nos países nos quais o Estado conservou a propriedades das empresas estatais de petróleo, adotou-se modelo de organização da indústria que permitam o ingresso à indústria de empresas privadas e com isso a divisão da renda petrolífera. Para Mommer (1999), a liberalização do petróleo foi parte da tendência atual rumo ao mercado globalizado, um mundo no qual o Estado-nação soberano parece se desvanecer e com ele, o conceito de propriedade nacional dos recursos naturais. Pelo mesmo motivo, essa tendência também afeta todo tipo de políticas nacionalistas e protecionistas.

A intervenção do Estado na indústria petrolífera é de importância política e econômica pelo fato de apropriar através da empresa estatal parte do excedente econômico criado pela produção de petróleo, assim como também para desenvolver esta indústria. Cabendo ao Estado o papel estratégico na conversão da renda petrolífera em capital produtivo visando o desenvolvimento nacional. Os argumentos para a intervenção estatal ou criação da empresa estatal na indústria petrolífera são variados desde os referidos ao controle estratégico do recurso, de segurança energética, de independência econômica, etc.

No *upstream*¹⁴, a principal motivação para as empresas estatais de petróleo foi a criação e captura de uma porção maior de excedente econômico associado com a produção petrolífera. O interesse no segmento *downstream*¹⁵ girava em torno de ganhar

¹⁴ Parte da cadeia produtiva que antecede o refino. Abrange as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento de petróleo.

¹⁵ Concentra as atividades de distribuição e refino de derivados.

controle sobre o preço dos produtos derivados aos consumidores finais, impulsionando em muitos casos o processo de industrialização dos seus países. E no caso dos países importadores de petróleo e derivados, garantir o suprimento interno, poupar divisas etc, como mencionado por O'connor (1959 p. 19):

O objetivo mais relevante do monopólio estatal de petróleo é a poupança de divisas que resulta do país para substituição de petróleo e dos derivados importados pela produção interna. Essa poupança influirá na criação de outras atividades econômicas, estimulando o crescimento da renda nacional. Além da propriedade das jazidas, do controle da produção, da distribuição e dos preços, do poder de fixar as locações tecnicamente e de regular a extração de poços, da conservação das reservas, da formação de técnicos capazes, de fazer reverter os lucros em proveito da capitalização nacional, de evitar a formação de grupos econômicos privados que venham a ameaçar a segurança e os interesses da coletividade.

A diferença qualitativa entre a etapa pré-1973 e pós-1973 é que no último período o rentismo emergiu como uma categoria (econômica) *sui generis* e interveio na produção de petróleo (BINA, 2007). Isso porque a economia de muitos países produtores de petróleo depende dos ingressos da venda do petróleo ao mercado externo, tendo deslocado os outros setores econômicos, como acontece no caso mexicano. Em relação à renda (rentismo) Paulani (2011) comenta que esta apesar de ser mostrada de início como um pecado mortal contra o capital, vem se tornando um traço marcante do processo contemporâneo de acumulação, o que é reflexo do aprofundamento das contradições do modo de produção capitalista (PAULANI, 2011). Muitos países latino americanos têm utilizado as suas empresas estatais de petróleo como fonte de recursos fiscais, colocando a seus objetivos microeconômicos, objetivos macroeconômicos derivados da política econômica adotada pelo Estado. Enfraquecendo dessa forma o poder e rentabilidade destas no mercado nacional e internacional.

A propriedade das reservas de petróleo e gás natural hoje é dominada por empresas estatais controladas pelos governos. Atualmente, 73% da produção de petróleo é controlado por empresas estatais. As empresas privadas possuem acesso livre a somente 7% das reservas de óleo e 9% das reservas de GN. Segundo a *Financial Times* (2007) as novas sete irmãs estariam integradas por petrolíferas estatais fora dos países da OECD. Estas são: Saudi Aramco, JSC Gazprom, CNPC, NIOC, PDVSA, Petrobras e Petronas. Esta classificação não considerou a PEMEX. Em contraste a anos passados, quando as petrolíferas internacionais privadas com ações de capital aberto, como a

ExxonMobil, BP, Royal Dutch Shell e Chevron, representaram as maiores petrolíferas produtoras de petróleo e gás no mundo.

O acesso às reservas no passado e intensificada no presente é uma das principais questões geopolíticas e fonte de conflitos no mundo. As empresas estatais controladas por governos detêm 87% das reservas mundiais de petróleo, considerando o acesso das empresas privadas por meio de participação (Figura 9). A lista das maiores reservas de petróleo no mundo sob controle estatal consta na Tabela 1.

Fonte : PFC Energy 2009

Figura 9 - Controle estatal das reservas de petróleo.

Fonte: PFC Energy apud PETROBRAS, 2009.

Tabela 1 - As maiores reservas de petróleo por país e por empresa

País	Reserva	Petrolífera	% Estado
Arábia Saudita	266,71	Saudi Aramco	100
Canadá	178,09		
Irão	136,15	NIOC	100
Iraque	115,00	INOC†	100
Kuwait	104,00	KPC	100
Venezuela	99,38	PDVSA	100
Emiratos Árabes Unidos	97,80	Adnoc	100
Líbia	43,66	Libya NOC	100
Nigéria	36,22	NNPC	100
Kazakhstan	30,00	Kazmunaigas	100
Estados Unidos	21,32	-	-
China	16,00	CNPC	66,4
Qatar	15,21	QP	100
Brasil	12,62	PETROBRAS	49*

Algeria	12,20	Sonatrach	100
México	10,50	PEMEX	100
Angola	9,04	Sonangol	
Azerbaijan	7,00	Socar	100
Noruega	6,68	StatoilHydro	65
Índia	5,62	ONGC	74,14

Fonte: EIA, 2009; PIW, 2009.

* Depois do processo de capitalização no ano 2011.

A Figura 10, mostra a evolução das participações governamentais no mundo no período 2005-2011. Na América Latina a disputa recente pelos excedentes tem se manifestado através de diferentes acontecimentos: a PDVSA tem renegociado contratos com as petrolíferas transnacionais; no Equador tem se renegociado as condições e imposto restrições ambientais à exploração de petróleo por parte das transnacionais; a Bolívia nacionalizou as suas reservas de GN e também renegociou os contratos; na Argentina se criou uma nova petrolífera estatal (ENARSA) e no ano 2012 se expropriou 51% das ações da RepsolYpf e no Brasil através do processo de capitalização da PETROBRAS o governo incrementou sua participação acionária.

Figura 10 - Incremento das participações governamentais no mundo, 2005-2011.

Fonte: IHS CERA, 2011.

3. RENDA PETROLÍFERA E A INTERVENÇÃO ESTATAL NO MÉXICO E NA VENEZUELA

O objetivo do presente capítulo é apresentar e analisar o processo de geração e apropriação da renda petrolífera no México e na Venezuela, países que têm duas das maiores indústrias de petróleo da América Latina e cujo domínio está nas mãos das suas empresas estatais. Através da análise das diferentes fases de organização destas indústrias de petróleo no processo de geração e apropriação da renda, ter-se-á uma referência à compreensão no caso brasileiro.

3.1. Caso do México

No México a renda do petróleo tem sido tema de estudo e debate acadêmico e político há vários anos. Esforços em nível acadêmico têm sido orientados a quantificar o montante da renda petrolífera, trabalhos de Rojas (1991), Manzo (1987) e Lechuga (1987) se orientaram para isso, assim como a sua distribuição.

3.1.1. Etapa das companhias estrangeiras 1886-1938

No México a era do petróleo começou em 1863 (ALVAREZ, 2006 p. 15), no contexto de uma economia minero exportadora. As primeiras concessões para pesquisa e lavra de petróleo foram outorgadas, em 1864, a indivíduos e pequenas corporações que pretendiam fazer do petróleo um negócio rentável estendendo-se até o final do século XIX. Os lucros obtidos na produção de petróleo em pequena escala foram mínimos ou nulos, tendo que enfrentar problemas pela falta de transporte; falta de mercados internos para escoar sua produção; limitação de recursos financeiros e tecnológicos; ausência de trabalhadores capacitados e custos elevados que faziam abandonar os empreendimentos. Concentrando-se nas atividades de refino e distribuição de derivados, refinando óleo americano e disputando o mercado mexicano.

Em 1884, para impulsionar a produção interna de petróleo se aprovou a Lei Mineira, na qual a propriedade dos recursos do subsolo passou às mãos do dono da superfície, assim como se estabeleceram exceções fiscais e se legislou para baratear os custos dos combustíveis. Seguidamente, no ano 1901 começa a exploração comercial de petróleo e se aprova a 1ª Lei Petrolífera, outorgando amplas facilidades aos investidores

estrangeiros (ALVAREZ, 2006). Com essas condições e dada a potencialidade das reservas petrolíferas, cujo auge produtivo foi entre 1911-1921¹⁶, constituíram-se as primeiras empresas integradas verticalmente, sendo a *Mexicam Petroleum Company* e a Companhia Mexicana de Petróleo El Aguila, de capital americano e inglês respectivamente, as que dominaram a indústria durante o primeiro quarto do século XX.

O descobrimento de grandes jazidas no México contribuiu para que a escala de operações crescesse extraordinariamente e concorresse nos mercados dos EUA, Europa ou América Latina, oferecendo uma das melhores alternativas da época para captar rendas diferenciais (DELGADO, 1989 p. 135), embora, o grosso da produção de petróleo e uma parte de seus derivados estivessem orientados aos mercados externos, figurando nos primeiros lugares da cena mundial e definindo a direção básica do processo de produção: orientado ao exterior. O controle monopólico da indústria petrolífera exercido pelas companhias estrangeiras permitia-lhes ganhar enormes lucros, pagando altos dividendos sobre suas ações preferentes e comuns (ALVAREZ, 2006 p. 48), assim como a acumulação de grandes capitais, tudo isso, favorecido pela existência de uma Legislação controvertida orientada a favorecê-las em temas como: propriedade do subsolo; isenção de impostos; exportação; importação; obrigações trabalhistas e outras.

Os novos governos revolucionários, a partir de Francisco Madero (1911) tentaram em várias ocasiões elevar os impostos com o fim de que o Estado tivesse maior participação na riqueza gerada pela indústria e promoveram reformas legislativas para a sua regulamentação, entre as que destacavam a nova Constituição de 1917, no artigo 27¹⁷. Estabeleceu-se uma política fiscal de maiores impostos às empresas estrangeiras e ao longo dos anos nas negociações dos encargos fiscais interviram o poder legislativo, judicial, os estados produtores, com o constante rechaço e reclamo das companhias petrolíferas.

Após do pico de 1921, a produção se contraiu pela sobre-exploração dos poços na tentativa das companhias de ampliar suas perspectivas de lucro, pelo surgimento no mundo de outras zonas de extração de petróleo, como a Venezuela e o Médio Oriente onde os custos eram mais baixos, em um contexto internacional de queda dos preços de

¹⁶ Em 1921, a produção atingiu 193 milhões de barris de petróleo colocando o país como o segundo produtor mundial deste recurso, porém sem melhoras em sua economia (BERMÚDEZ, 1988).

¹⁷ O México nacionalizou sua indústria no desenvolvimento da Revolução Mexicana, iniciada em 1910 (ALVAREZ, 2006)

petróleo¹⁸ e os atravancos que o governo pós-revolucionário impunha às companhias (DELGADO, 1989, p. 132-139; ALVAREZ, 2006). Aconteceu aqui a entrada em cena dos grandes grupos multinacionais no cenário petrolífero mexicano *Standard* (iniciou em 1925) e *Royal Dutch-Shell* (iniciou de atividades em 1912) que assimilaram as grandes empresas independentes da indústria de petróleo (DELGADO, 1989). No mundo, o princípio organizador da estratégia de crescimento das grandes corporações seguia o critério ditado pela renda diferencial na sua fase ascendente (DELGADO, 1989, p. 135), avançando à jazidas de qualidades naturais mais vantajosas, procurando o incremento progressivo da demanda e o México não estava fora dessa tendência. As companhias retiveram sua produção na espera que os preços voltassem a subir, ficando só no refino até 1933 quando a produção e os preços se incrementaram, pelo incremento da demanda interna de derivados e petróleo a partir de 1932.

A Tabela 2, mostra as mudanças no plano legal, institucional e fiscal da indústria mexicana de petróleo, pelo interesse da Federação. Apontando como o Estado assume a propriedade do subsolo e as suas riquezas, assim como a centralidade dos ingressos provenientes da tributação na produção e exportação de petróleo, e posteriormente no consumo de derivados.

Tabela 2 - Evolução do marco jurídico regulatório do petróleo e minerais

Data	Lei	Alcance
22/05/1783	Ordenanças de Aranjuez	As minas eram propriedade e domínio da real Coroa espanhola.
22/11/1884	1º Código de Mineração Nacional	Revogou-se o direito exclusivo da União sobre os recursos do subsolo e o outorga aos proprietários da superfície. Tirou a base de toda ação fiscal.
06/07/1887	Lei Mineira	Libera a exploração mineira de toda contribuição federal, local e municipal, exceto de Timbre.
24/12/1901	1º Lei de Petróleo	Ditada para favorecer trabalhos particulares. Concede licenças de exploração e patentes de exploração petrolífera em terrenos nacionais livres. Exonera de impostos aos produtos naturais, refinados ou elaborados. Importação livre de direitos das maquinarias necessárias para esta indústria.
07/01/1915	Decreto	Ordena a suspensão da exploração de petróleo na República.
19/03/1915	Acordo do presidente Venustiano Carranza	Criou a Comissão Técnica do Petróleo. Lutou para que o petróleo mexicano se explorasse em benefício do país.
05/02/1917	Constituição Política.	Declara a União como proprietária de minerais,

¹⁸ A revolução de 1910 não tem nenhum efeito sobre o ritmo de exploração, quando pelo contrário chegou a se acelerar substancialmente (DELGADO, 1989).

	Artigo 27 Constitucional	petróleo e derivados. E só por meio de concessões e sob determinadas condições poderá ceder o uso dessas riquezas aos particulares nacionais ou estrangeiros.
26/12/1925	Lei regulamentada do artigo 27 constitucional	Transcrevem-se as disposições constitucionais em relação ao domínio direto da União. Estabelece-se que a indústria petroleira é de utilidade pública. As concessões se reduziram a 30 anos.

Fonte: Elaboração própria a partir de Zenteno (1997), Alvarez (2006).

Até antes de 1912, o petróleo só pagava impostos gerais, como imposto de timbre, impostos sobre propriedade rústica e urbana, e impostos sobre vendas e direitos de exportação (UHTHOFF, 2004). Desde esse ano, estabeleceram-se impostos e observa-se que a evolução dos ingressos petrolíferos foi paralela com a sua tendência de crescimento, durante o primeiro *boom* de petróleo de inícios de 1920, os impostos sobre petróleo representavam até 31% do ingresso total do governo. Na Tabela 3, são apresentados o total de impostos pagos pela indústria petrolífera e a sua participação no total de ingressos do governo Federal, no período 1917–1922 se estabelecem os principais encargos e é a etapa de maior coleta fiscal.

Tabela 3 - Ingressos efetivos do governo federal e impostos totais pagos pela indústria petrolífera em México, 1912-1937 (Miles de pesos)

Ano	Ingresso efetivo do Governo Federal (1)	Impostos totais pagos pela indústria petrolífera (2)	% (2) / (1)
1912	-	494	-
1913	-	767	-
1914	-	1234	-
1915	-	1943	-
1916	-	3088	-
1917	96999	7525	7,7
1918	146749	12008	8.1%
1919	200349	17332	8.6%
1920	238243	51314	18.3%
1921	279832	62725	31.3%
1922	286846	87779	30.6%
1923	286846	42152	21.1%
1924	283561	54444	19.2%
1925	272966	42037	15.4%
1926	336717	40069	11.9%
1927	309164	24733	8.0%
1928	295440	17726	6.0%
1929	299753	18884	6.3%

1930	322335	21274	6.6%
1931	288863	22531	7.8%
1932	256089	22792	8.9%
1933	222900	28308	12.7%
1934	295277	37795	12.8%
1935	313074	37882	12.1%
1936	385175	46221	12.0%
1937	451110	54584	12.1%

Fonte: Uthoff (2004).

Os impostos aplicados às companhias que controlavam a indústria de petróleo no México foram: de barra (1917-1922); de produção (1917-1937); de infalsificabilidade (1920-21); de exportação (1921-1937); de consumo de gasolina (1925-1937) (este imposto não afetava diretamente as empresas); de importação (1933-1937) e de terrenos petrolíferos (1934-1937) (UHTHOFF, 2004). Os específicos à produção de petróleo foram o imposto de produção e de exportação.

Os ingressos petrolíferos se destinaram para fins específicos, como resolver problemas financeiros, pagamento da dívida pública e obras de infraestrutura. Surgiu o conflito entre a Federação e as regiões produtoras (especificamente Veracruz) pelos ingressos petrolíferos, persistindo durante a pós-revolução, tendo que se estabelecer participações para os estados e municípios. Contudo, as empresas petrolíferas que operavam no país contribuíam à Fazenda pública, embora o poder dessas empresas permitisse que o montante destas contribuições fosse muito menor à renda econômica verdadeira.

3.2.1. Etapa Nacionalista 1938-1982

Uma série de conflitos, tendo como detonante a greve dos trabalhadores de 1936, desencadeou na expropriação das companhias estrangeiras e sua posterior nacionalização, executada pelo presidente Lázaro Cárdenas del Río, em 1938. Tratou-se de uma luta pela independência do capital petrolífero estrangeiro (MEYER *et al*, 1990), como um ato de afirmação da soberania mexicana em prol de reter o direito exclusivo de explorar e administrar os lucros decorrentes de seus recursos. Então a renda petrolífera se constituía como propriedade da União, responsabilidade do Estado e teria que ser utilizada atendendo aos requerimentos nacionais (ROJAS, 1991).

Segundo Delgado (1989), foi uma nacionalização pioneira que se deu a contra senso das tendências internacionais da época. Dessa forma, colocou ao país como principal protagonista latino americano na história mundial do petróleo.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) e a Distribuidora de PEMEX emergiram do ato expropriatório. O Artigo 4 da Lei Regulamentada do Artigo 27 Constitucional no ramo de petróleo precisa que, a União levará a cabo as atividades de exploração, refino, transporte, armazenamento e comercialização do recurso natural por médio de PEMEX. Contudo, foi em 1940 que o controle de toda a indústria ficou nas mãos de PEMEX, o que, definitivamente, criou um monopólio legal na atividade básica de levar os hidrocarbonetos à superfície. O marco legal e institucional da indústria nacional de petróleo se apresenta na Tabela 4.

Tabela 4 - Marco legal e institucional da indústria nacional de petróleo

Data	Lei	Alcance
28/12/1933	Decreto	Criou a empresa de capital misto, Petróleos de México S.A. (PETROMEX), com 50% de capital do Governo.
23/11/1936	Lei de Expropriação	Considera-se de utilidade pública o aproveitamento dos elementos naturais susceptíveis de exploração. Expropriação dos direitos de domínio para os fins do Estado.
01/1937	Decreto que cria a Administração Geral de Petróleo Nacional (AGPN)	Leva a cabo exploração e produção de petróleo.
18/03/1938	Decreto de Expropriação	Expropriação por causas de utilidade pública e em favor da União dos bens de 16 companhias de petroleiras.
19/03/1938	Criou-se Conselho Administrativo do Petróleo (CNP).	Administração de bens móveis e imóveis expropriados. Formula projetos para a organização da indústria.
07/06/1938	Criou-se PEMEX e a Distribuidora da PEMEX	Encarregada da exploração, produção, refino e distribuição, tendo faculdades para celebrar contratos e atos jurídicos para o cumprimento de suas funções.
09/08/1940	Decreto	A PEMEX se integra e assume atribuições da Distribuidora e da AGNP.
1941	Lei regulamentar do artigo 27 constitucional	Aceitava a criação de sociedades mistas entre Estado e capital privado mexicano. Permitiu a assinatura de contratos de risco com capital estrangeiro.
1946	Reforma Administrativa	Melhor organização de PEMEX. Entre outros, PEMEX deve contribuir ao gasto público mediante pagamento de impostos.
11/1958	Lei regulamentada do Artigo 27	As concessões ficaram abolidas. O capital privado podia participar em contratos de serviço com PEMEX.

Fonte: Elaboração própria a partir de Zenteno (1997), Meyer (1990).

Alvarez (2006) considerou o período entre 1938 a 1946 como a etapa formativa da PEMEX, na qual deu seus primeiros passos à integração vertical e de 1946-1958 como a etapa de consolidação e expansão. Porém, como menciona Delgado (1989) o crescimento da PEMEX enfrentou problemas tais como: ausência de vias de comunicação e a escassez e deficiência do sistema de transporte; abastecimento nacional subsidiado de hidrocarbonetos; limitação dos programas de exploração; ausência de capacidade própria de desenvolvimento tecnológico; nulo avance da PEMEX em termos de produtividade e rápido crescimento da demanda de hidrocarbonetos.

À PEMEX se lhe encomendou apoiar o crescimento econômico do país, deixando a orientação ao mercado externo e iniciando o processo de industrialização substitutiva (DELGADO, 1989 p. 144). Dessa forma, a estratégia de exploração e produção de petróleo da empresa se orientou ao abastecimento do mercado interno com produtos elaborados no país, a partir de 1948 realizou importantes descobrimentos incrementando a produção e as reservas, construindo-se e modernizando-se refinarias, construindo-se e expandindo-se polos petroquímicos¹⁹, ampliando a malha de oleodutos. Para promover a política de industrialização do país, a empresa assumiu a política de subsídios de 1959 até 1973 e de preços internos congelados de produtos próprios ou importados (MEYER, 1990). É assim que até a década de 1970, o excedente econômico se gerava principalmente no mercado interno pelos baixos preços dos derivados suportados por um baixo preço interno de petróleo a refinar (ROJAS, 1991). As exportações²⁰ se realizavam depois de ter atendido as necessidades do mercado interno e pararam em 1966.

A restrição imposta à obtenção de recursos próprios foi um problema para fortalecer o crescimento da indústria, é assim como em 1941 a Legislação mexicana permitiu a assinatura de Contratos de risco na tentativa de arranjar investimentos, mas em 1958 estes foram anulados e o Governo somente permitiu os “Contratos de Obras e Prestação de Serviços”. O endividamento externo foi uma solução e começou em 1944 através de um empréstimo do *Eximbank*. Para enfrentar os gastos da expansão industrial, a PEMEX abriu linhas de crédito provenientes de entidades financeiras e de provedores da empresa desde meados dos sessenta constituindo-se numa fonte de

¹⁹ A importação de derivados (1954-1957) e petroquímicos (1977-1986) aconteceu em determinados períodos e a exportação de determinados produtos aconteceu na situação de existir excedentes.

²⁰ O bloqueio do petróleo mexicano nos mercados externos obrigou a PEMEX a fixar preços inferiores em 10% e 15% aos vigentes em dito mercado.

recursos crescente (GUZMÁN, 1988). Essa política da empresa pertencia à política geral de financiamento público impulsionado pelo governo. Fato que anos mais tarde colocaria ao México como o país mais endividado da América Latina. O endividamento do setor petrolífero no total do setor energético representou no México 68,6% (PALÁCIOS, 1996).

A distribuição dos gastos da empresa era a seguinte: compra de produtos e materiais de operação; impostos e transferências ao governo; indenização de empresas expropriadas²¹; salários; subsídios e juros da dívida (MEYER, 1990). Sendo o pagamento da dívida, como o subsídio ao consumo (BERMUDEZ, 1988; DELGADO, 1989) e também a carga fiscal aplicada aos que mais afetaram as finanças de PEMEX. Prejudicando a poupança interna da empresa, a que era insuficiente para afrontar os investimentos em exploração e ampliação da capacidade de refino, dada a crescente demanda (MEYER, 1990). Ficando evidente que desde o início da indústria nacional as autoridades do ministério da Fazenda e do executivo determinavam as diretrizes a partir dos quais devia operar a empresa.

A década de 1970 reportava a deterioração financeira²² da PEMEX, em 1973 a empresa incrementou pela primeira vez os preços dos produtos para complementar seus ingressos (ALVAREZ, 2006, p. 115). Ao mesmo tempo com o descobrimento de grandes campos de petróleo como Cantarell²³ no Estado de Campeche, em 1974²⁴ iniciou-se a exploração intensiva e retomou-se a exportação, em momentos que o país enfrentava uma forte crise econômica e num ambiente de tendência à alta dos preços de petróleo em nível mundial, o que tornou viável a exploração dos novos campos; a diferença entre custo de produção e preços elevados fez atrativa a opção exportadora-rentista.

Nesse ano a exportação de petróleo nas exportações totais do país representou 23% em 1982 foi 68%. Assim o país ficou no quinto lugar em relação a reservas provadas e no quarto lugar na produção mundial do petróleo. Em 1982 os ingressos externos da PEMEX chegaram a representar 84% do total de ingressos por venda de

²¹ As companhias foram indenizadas e o pagamento desta indenização de US\$ 127.145.991, acabou em 1962 (BERMUDEZ, 1988).

²² De 1973 a 1976 o passivo total da empresa cresceu mais rápido que seu patrimônio desequilibrando a sua estrutura financeira (GUZMAN, 1988). Em um contexto no qual a dívida externa no México passou de 40% em 1973 a 74,8% em 1981 (PALACIOS, 1996).

²³ Uma das maiores jazidas marinhas do mundo, que começou a sua produção em 1979.

²⁴ Os campos de Reforma iniciaram sua produção em 1972; em 1974 lideraram a produção nacional, que nesse ano alcançou 209.8 milhões de barris, cifra que quebrou pela primeira vez o recorde marcado em 1921 (193.3 milhões de barris) (PEMEX, 2006).

bens (COLMENARES, 1989)²⁵. Em termos de ingresso do governo mexicano, as exportações da PEMEX representaram 75%. O país mais beneficiado com as exportações da PEMEX foram os EUA, que se interessou pelo petróleo mexicano para garantir a sua segurança energética: entre 1975 e 1979 representou 85% do total exportado (PALACIOS, 1996). Para De La Veja (2004), EUA necessitam o petróleo mexicano e pressionaram por ele, outorgando todas as facilidades, sobretudo as financeiras, que lhe tinham sido negadas após a nacionalização, para que o país voltasse ao mercado internacional.

Para Meyer (1981), a opção de voltar ao mercado mundial exportador como participante do grupo dos países exportadores independentes foi considerada para financiar gastos e investimentos da empresa. A PEMEX fez da exportação massiva o eixo fundamental da sua expansão, obedecendo aos planos do Executivo que considerou as divisas do petróleo como alavanca para sair da crise econômica e como motor do desenvolvimento nacional. O Estado mexicano se apropriou de uma parte do excedente econômico, em particular da renda petrolífera obtida pela PEMEX no mercado internacional. O *boom* exportador alterou radicalmente a situação e o dinamismo econômicos mexicanos e pospôs quase dez anos a reorganização de uma economia que exigia urgentes transformações estruturais desde 1974 (ROJAS, 1991). Dessa forma, a economia se petrolizou, adquirindo uma orientação rentista.

Manteve-se um longo período de crescimento com baixa inflação, conhecido como período de “crescimento estabilizador” até o final da década de 1970, assim, desde o ano da expropriação até 1970 a economia cresceu 6,2% anuais. A crise da economia mexicana finalmente explodiu em 1976 com a saída de milhões de dólares do país e uma desvalorização da moeda superior a 80%, a captura da renda externa contribuiu a recuperar o crescimento e a imaginar no acesso à abundância. Contudo, até inícios da década de 1970 o petróleo de fato funcionou como alavanca de desenvolvimento para o país, que ficou praticamente auto-suficiente na produção e consumo de energia, com importações de baixa quantia. Na medida em que se incrementava o excedente petrolífero total (interno e externo) aumentavam os impostos e juros que PEMEX tinha de pagar. E isso ficou mais evidente durante o *boom* petroleiro exportador de 1977-1982, como apresentado na Tabela 5.

²⁵ Devido à crise do petróleo, a partir de 1985 começou a diminuição dos ingressos petrolíferos procedentes do exterior, provocando uma redução de 30% no montante das exportações em dólares da empresa. O investimento da Pemex entrou numa fase de contração desde 1982, assim entre 1982-1988 os investimentos caíram em 67% em termos reais.

Conforme afirma MANZO (1987), o excedente econômico foi transferido através de subsídios (transferência via preços), pagamento da dívida (principalmente externa) e fiscal (montante apropriado pelo Estado mediante impostos). O mesmo autor indica que a PEMEX se endividou porque as funções macroeconômicas colocadas a ela implicaram transferência de recursos a outros agentes em quantidades superiores ao excedente gerado. Assim, o excedente resultava menor que as transferências, o que transformou a PEMEX de provedor de recursos em um mecanismo de extração de recursos.

Tabela 5 - Regime Fiscal de PEMEX, em milhões de pesos

Ano	Direitos e Impostos Federais	%	Impostos estaduais	%	Total
1938	41	97,2	1	2,8	42
1939	63	97,5	2	2,5	65
1940	87	97,4	2	2,6	89
1941	76	96,2	3	3,8	79
1942	76	96,4	3	3,8	79
1943	93	96,2	4	3,6	79
1944	92	95,7	4	3,8	97
1945	109	95,3	5	4,3	96
1946	137	95,9	6	4,7	114
1947	181	95,6	8	4,4	189
1948	231	96,2	9	3,8	240
1949	230	96,3	9	3,7	239
1950	293	96,3	11	3,7	304
1951	312	96,3	12	3,7	324
1952	327	96,2	13	3,8	340
1953	339	96,0	14	4,0	353
1954	399	96,1	16	3,9	415
1955	459	93,9	30	6,1	489
1956	493	92,5	40	7,5	533
1957	540	91,6	50	8,4	590
1958	508	90,8	51	9,2	559
1959	576	90,2	63	9,8	639
1960	694	91,5	65	8,5	759
1961	778	91,7	70	8,3	848
1962	840	91,8	72	8,2	882
1963	864	91,9	77	8,1	941
1964	955	91,8	85	8,2	1040
1965	1015	91,6	93	8,4	1108
1966	1097	91,5	102	8,5	1199
1967	1134	91,2	110	8,8	1244
1968	1301	91,5	122	8,5	1423
1969	1455	91,6	133	8,4	1588
1970	1585	91,6	145	8,4	1730
1971	1776	92,6	141	7,4	1917
1972	1921	91,2	186	8,8	2107

1973	2283	92,6	393	14,7	2676
1974	3800	91,2	532	12,3	4332
1975	7674	85,3	583	7,1	8261
1976	9682	87,7	374	3,7	10052
1977	19764	97,5	506	2,5	20270
1978	30283	98,2	554	1,8	30837
1979	62390	98,9	682	1,1	63072

Fonte: PEMEX, 1989.

A transferência de excedentes econômicos da PEMEX ao Estado via impostos e contribuições, está estabelecida no Artigo 73 da Constituição, que na sua inciso X, faculta ao Congresso da União para legislar em toda a República sobre hidrocarbonetos e de conformidade com a inciso XXIX, para estabelecer contribuições especiais sobre a gasolina e outros produtos derivados do petróleo (RAMIREZ, 1997). A Tabela 6 ilustra os diferentes impostos e contribuições que se aplicaram a PEMEX. De 1938 a 1959, a PEMEX estava obrigada a pagar todos os tributos igualmente que qualquer outra empresa com motivo de suas atividades. De 1960 a 1982, estabeleceram-se impostos mais específicos para a empresa, orientados aos ingressos brutos, às exportações, aos ingressos pela venda de derivados e petroquímicos, entre outros. A partir de 1960, a PEMEX tem vindo tributando, conforme um regime fiscal específico, contido cada ano na Lei de Ingressos da Federação.

Tabela 6 - Regime Fiscal de PEMEX, 1938-1982

Período	Impostos					Contribuições pagas a entidades federativas e/ou municípios
	Extração de petróleo	Exportação de petróleo	Derivados petroquímicos	Ao valor adicionado	Outros	
1938-1959	Imposto sobre a produção de petróleo (participação a estados e municípios produtores)		Impostos a veículos movidos a diesel e gás LP		Todos os demais impostos, direitos, produtos e aproveitamentos.	Imposto sobre consumo de gasolina 2%

1960-1982	Imposto sobre ingressos brutos ²⁶ (imposto único) (1960)	Imposto por exportação de petróleo (1975) 50% sobre a venda de petróleo de exportação	Impostos sobre ingressos brutos de petroquímica (1967), imposto sobre venda de gasolina (1974) e IEPS (1982)	IVA (1980)	Incluídos no imposto sobre ingressos brutos: * <i>royalties</i> ao governo federal, *reembolso da dívida petroleira, *juros de 3% sobre patrimônio aportado a PEMEX e *qualquer outro imposto, direito, aproveitamento e produtos estabelecidos em Leis federais).	Imposto sobre consumo de gasolina 2%
-----------	---	---	--	------------	--	--------------------------------------

Fonte: Ramirez, 1997.

O investimento da PEMEX no período 1977-1982 se estimou em 960.000 milhões de pesos, sendo que na maior parte dos investimentos se orientou a produção primária 54% e em proporção menor à transformação industrial. Dessa forma, as jazidas de Reforma e Campeche aportaram 93% da produção total de petróleo em 1982 (ALVAREZ, 2006). Com os recursos conseguidos das exportações e os incrementos de preços ampliou-se a capacidade de refino e construção de novas refinarias, também se elevou a produção de petroquímicos, distribuição geográfica das plantas ligadas a uma rede de dutos. A inícios da década de 1980, PEMEX conseguiu grandes avanços na indústria petrolífera nacional e para o desenvolvimento econômico do país.

O volume principal da renda, contudo, tem circulado, desde 1977 particularmente, como imposto, mediante o Direito pela exploração de hidrocarbonetos (DEHC) (ROJAS, 1991). Esse tipo de imposto começou a ser o mais importante dentro dos impostos petrolíferos globais, enquanto os impostos não petrolíferos foram perdendo importância. Utilizou-se a empresa estatal para a obtenção de recursos fiscais, sem que ela pudesse dispor destes ingressos extraordinários para seu próprio desenvolvimento. Este fato, somado ao bloqueio dos créditos externos, gerou um amplo processo de descapitalização e enormes dificuldades financeiras para a indústria, com grandes implicações em diversos planos desta atividade (PALÁCIOS, 1996).

²⁶ Apareceu por primeira vez na Lei de Ingressos da Federação para o exercício fiscal de 1960 (D.O. 29/12/1959), a que em seu artigo 10 indica uma taxa de 12% sobre o importe total de seus ingressos brutos, sem dedução alguma e um antecipo diário de dos milhões de pesos (RAMIREZ, 1997).

3.1.2. Etapa Neoliberal 1982-2008

Nesta etapa caracterizada por frequentes e agudas crises, orientou-se a produção de petróleo para exportação, sobre diretrizes neoliberais²⁷. No setor petrolífero os programas de ajuste promoviam a privatização da PEMEX, mas por estar protegida por disposições constitucionais não sofreu um embate direto e sim uma abertura gradual da indústria. No marco das reformas, o setor petrolífero passou pelas seguintes modificações:

- Em 1986, autorizou-se que companhias privadas foram autorizadas a importar petroquímicos básicos que PEMEX não podia fornecer²⁸ (MARTINEZ, 2004).
- Em 1992, no marco do TLCAN²⁹, abriu-se o setor energético nacional ao investimento estrangeiro conseguindo acesso a atividades estratégicas e rentáveis, como os poços marinhos da Sonda de Campeche (MARTINEZ, 2004).
- Em 1992, fragmentou-se a empresa em quatro subsidiárias³⁰ e um organismo corporativo como ente coordenador, o que trouxe – entre outras coisas – aumento de pessoal administrativo e aumento de custos para a empresa.
- Em 1995, a assinatura do Acordo de Garantia entre o FMI, os EUA e o México, comprometeria a produção futura de petróleo no país, por ter incluído um acordo sobre o regime de ingressos petrolíferos (hipotecou seu petróleo para saldar dívidas de época de crise).
- Em 1997 iniciou a exploração e produção de GN não associado na Bacia de Burgos, no norte do país, por empresas geralmente estrangeiras que através do mecanismo legal de Contratos de Obras Públicas se executam Contratos de Serviços Múltiplos (concessões de até 20 anos).

²⁷ Esta corrente se impôs no país através dos governos de Miguel de la Madrid (1982-1988), Carlos Salinas (1988-1994), Zedillo (1994-2000), Vicente Fox (2000-2006) e Felipe Calderón (2006-2012). Em 1982, México se declarou incapaz de assumir suas dívidas, liderando a lista do “Plano Brady” (renegociação da dívida externa), entrando em acordos com o FMI para conseguir empréstimos convergentes começando a levar adiante programas de ajuste neoliberal (PALÁCIOS, 1996).

²⁸ Em 1992, depois de dois processos de reclassificação dos produtos petroquímicos básicos, a PEMEX foi permitida de produzir somente nove destes, perdendo desta forma o monopólio nesta área (MARTINEZ, 2004).

²⁹ Em inglês NAFTA- *North American Free Trade Agreement*, bloco comercial entre Canadá, EUA e México.

³⁰ PEMEX Exploração e Produção; PEMEX Refinação; PEMEX Gás e Petroquímica Básica e PEMEX Petroquímica.

Tabela 7 - Marco legal e institucional da etapa neoliberal da indústria de petróleo

Data	Lei	Alcance
1982	Reformulou a Constituição nos artigos 25,26 e 28	Petróleo, demais hidrocarbonetos e petroquímica básica são áreas estratégicas sobre as quais o Estado exerce funções exclusivas. Na petroquímica secundária pode atuar o Estado com ou sem participação dos setores social e privado.
16/07/1992	Lei Orgânica da PEMEX e organismos subsidiários	Pemex se dividiu em quatro organismos subsidiários que dependem de um corporativo.
01/05/1995	Reforma ao artigo 27, ramo de petróleo	Desregulamentação do gás natural e abertura da distribuição de gás.
11/05/1995	Reforma ao artigo 9 da Lei regulamentária do artigo 27 Constitucional, ramo de petróleo.	Somente o Governo Federal pode ditar as disposições técnicas, regulamentárias e de regulação, evitando que alguns aspectos da indústria petroleira possam estar sujeitos a certos encargos de caráter estadual e municipal nos termos da legislação local respectiva.
15/11/2000	Criou-se o Fundo de Estabilização de Ingressos Petrolíferos (FEIP)	A diferença entre o preço observado e o preço de referência se destinaria ao Fundo.
21/12/2005	Lei Federal de Direitos	Título II, Capítulo XII: Dos hidrocarbonetos, estabeleceram-se o conjunto de direitos que PEMEX e suas subsidiárias têm que pagar. As contribuições de PEMEX exploração e produção ficam estabelecidas na Lei Federal de Direitos. As contribuições das subsidiárias continuam estabelecidas na Lei de Ingressos da Federação.
01/10/2007	Reforma da Lei Federal de Direitos	Reformou-se o concernente a taxas e destino do gasto destes Direitos.

Fonte: RAMIREZ, 1997.

A produção de petróleo se desassociou do crescimento da demanda interna para atender a demanda externa, que se incrementou consideravelmente a partir de 2002, tendo como principal destino o mercado dos EUA. Entre 1938-2008 se produziu 48.954 milhões de barris de petróleo cru equivalente, a produção de 1938-1982 representou 25%, enquanto a de 1983-2008 representou 75% do total. Porém a sobre-exploração e baixo nível de investimentos em exploração de novas reservas tem provocado o esgotamento das reservas de petróleo desde 1984, já que, o trabalho de exploração tem se concentrado em elevar a plataforma de produção³¹, fato que colocou o México como sexto produtor de petróleo em nível mundial. O campo Cantarell, responsável por 63% da produção total de petróleo do país até 2004 começou seu processo de declínio desde o ano 2005, enquanto os custos de extração se elevaram (SENER, 2008).

³¹ Utiliza-se o procedimento de “exploração secundária”, injeção de nitrogênio nos poços para aumentar a pressão e extrair mais rapidamente o petróleo.

Ao mudar o modelo econômico, o petróleo tem se convertido em uma das mais importantes fontes de recursos econômicos. A PEMEX não dispõe de autonomia de gestão, nem de orçamento, já que é controlada pela Secretaria de Fazenda e Crédito Público, fixando a plataforma petrolífera conforme as suas necessidades fiscais, a política de financiamento, o plano de investimentos etc. A volumosa renda petrolífera gerada tanto no mercado interno como no externo neste período teve presença significativa nas finanças públicas como no desempenho da economia (Gráfico 3). Declínio na renda petrolífera a partir do ano 1982 pela queda dos preços internacionais que impactaram no preço nacional de exportação de petróleo só tendo sido incrementou a partir do ano 2003 no contexto de preços em alta.

Gráfico 3 - Renda Petrolífera no México, 1982-2008.

Fonte: BM

Segundo RODRIGUEZ (2008), a PEMEX tem se constituído em instrumento de estabilidade macroeconômica e terreno para o investimento privado, isto implica na transferência de recursos a outros agentes em quantidades superiores ao excedente gerado. O governo imputou à PEMEX à responsabilidade de aportar divisas pela venda do petróleo para pagar a dívida pública, o que ficou mais evidente durante os períodos de crise econômica entre os anos 1982 a 1988 e posteriormente em 1994 (COLMENARES, 1989; TAJIRENA-GUAJARDO E PAJÁN, 2003).

Também a colocou como a provedora de recursos fiscais³² para sustentar o gasto público. A pesada carga fiscal (impostos pagos/lucros gerados) aplicada sobre os ingressos brutos da PEMEX e seus organismos subsidiários é superior que a aplicada às empresas privadas, a Figura 11 mostra que a carga fiscal da empresa privada é 35%, a de PEMEX foi ligeiramente inferior a 100% no período 1989-1997 e no período 1998-2005 superou 100% (MANZO, 2008). A petrolização das contas fiscais é uma transferência de parte da renda petrolífera para os setores que pagam menos impostos dos considerados normais internacionalmente. Isso favorece o Federalismo tributário e não dá margem para que a empresa cubra as suas necessidades de investimentos e objetivos de médio e longo prazo, por contribuir com aproximadamente 70% de seu ingresso com o fisco federal (Figura 12).

Figura 11 - Carga Impositiva para PEMEX e empresas privadas 1989-2006 (em %)

Fonte: Manzo, 2008.

³² O regime fiscal da PEMEX define as obrigações tributárias (impostos) e não tributárias (direitos, produtos, aproveitamentos), assim como o destino que se dá aos ingressos públicos que capta o governo federal pela atividade petrolífera nacional.

Figura 12 - Participação dos ingressos petrolíferos no total dos ingressos do Governo Federal, 1940-2006

Fonte: Colmenares, 2008.

A Tabela 8 apresenta as contas da PEMEX, sendo 1998 o ano que marcou o início de saldos negativos de operação. Os rendimentos brutos antes de impostos se convertem em perda depois do pagamento de impostos, isso faz aparecer a PEMEX como uma empresa que está tecnicamente falida. Além disso, a empresa contrata dívida para cumprir com o pagamento dos seus impostos, o que infla seus passivos. Entre 1998 e 2008 os passivos totais de PEMEX passaram de 28 bilhões de dólares a 89 bilhões de dólares. Assim, levou-se à empresa à deterioração em um entorno internacional de aumento da demanda e de altos preços do petróleo.

Tabela 8 - As Contas da PEMEX (milhões de dólares)

	1988	1998	2000	2003	2005	2006	2007	2008
Ingresos	13.431	29.089	50.625	57.969	86.073	97.647	104.548	98.162
Custo de vendas	5.773	10.040	16.060	19.197	33.476	44.219	42.394	48.310
Rendimiento bruto	7.658	19.049	34.565	38.772	52.597	53.428	62.153	49.852
Gastos gerais	1.214	2.983	5.624	4.703	6.369	7.233	7.817	7.668
Rendimiento de operación	6.444	17.066	28.941	34.069	46.228	46.195	54.336	42.185
Outros ingresos	-	-	1.102		1.086	-	7.640	14.624
Outros gastos	162	1.550	564	2.574	411	6.410		8.086
Rendimiento antes de impuestos	6.282	15.516	28.941	31.494	46.910	57.725	60.642	48.723
Impostos federais	5.829	16.626	31.068	35.447	53.817	53.566	62.327	57.001
Rendimiento líquido	453	-1.110	-2.127	-3.767	-7.065	4.159	-1.685	-8.278
Imposto como % do ingreso total	43%	57%	47%	61%	62%	55%	60%	58%
Passivos/ativos		0,59	0,72	0,95	1,02	0,97	0,96	0,98

Fonte: A partir de Anuário PEMEX, 2009 e Memória de Labores PEMEX, 2009.

Desde a década de noventa a condição financeira da PEMEX piorou, o investimento tem diminuído, obrigando à empresa a adquirir uma dívida crescente que compromete 80% de seu capital e a vida útil de suas reservas. A partir de 1997, mediante a modalidade de “Contratos *Turn-key*”³³, favoreceu-se aos contratos PIDIREGAS³⁴, evidenciando-se o problema de acumulação de capital na indústria petrolífera mexicana, devido a seu nulo investimento produtivo, pois as maiores adjudicações de contratos com a PEMEX tem sido dadas a empresas estrangeiras *como Schlumberger Mexico e Halliburton International Inc.*, (PEMEX, 2005; LA JORNADA, 2008; PALÁCIOS *et al*, 2008).

No ano de 2008 – do investimento total da empresa de US\$ 18 bilhões – os PIDIREGAS contribuíram com US\$ 16 bilhões (PEMEX, 2010), o que tem levado a União a orientar uma porcentagem considerável dos excedentes petrolíferos a pagar aos seus credores. No ano 2009, o custo de venda esteve afetado na parte de depreciação, manutenção operacional e reserva para abandono de poços pelo valor de US\$ 25.822 milhões, isto pelo reconhecimento da dívida por PIDIREGAS.

Interesses criados no âmbito regional e nacional, públicos e privados lutam pela apropriação da renda. Desde 1995 as reformas políticas adotadas reforçam a composição do gasto público federalizado pela alta dependência tributária das entidades federativas e municípios com o governo central. Aliás, em 2003 se criou o *Fideicomiso* para Infraestrutura nos Estados (FIES) com o objetivo de transferiram recursos petroleiros adicionais às entidades federativas. Segundo Puyana (2008), em 2005 em torno de 54% dos impostos pagos por PEMEX se transferiram às autoridades regionais, sendo que o incremento dos preços do petróleo tem impactado de forma positiva sobre os ingressos federais e por isso nas transferências de recursos às entidades federativas.

Cabe mencionar que o incremento de preços de petróleo beneficia à Federação e não a PEMEX, pois à diferença entre o preço efetivo e o programado pela Secretaria de Fazenda e Crédito Público se aplica à taxa de Aproveitamento sobre rendimentos excedentes (ARE). Dessa forma, acaba sendo absorvida pela Federação e investida, conforme critérios discutidos no Legislativo, mas fixados pelo Executivo muitas vezes

³³ Cada uma das subsidiárias da PEMEX contratavam obras mediante esta modalidade, o contratante que ganhava o concurso contratava livremente no mercado, deslocando a atividade que o IMP realizava antes para PEMEX. Em algumas subsidiárias o Instituto tinha uma participação importante, mas já não era um mercado cativo nem seguro para o IMP (GUAJARDO, 2004).

³⁴ *Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto*, através deste esquema o sector privado teve participação na realização e financiamento de obras no sector de energia. Na área de petróleo gerando a infraestrutura necessária para a extração de petróleo.

sem nenhum critério de priorização. Assim, a renda captada pelo Executivo é orientada principalmente para financiar o gasto público e aí o gasto corrente, o qual não contribui no desenvolvimento produtivo e na infraestrutura do país.

A Figura 13 relaciona os ingressos petrolíferos, a renda petrolífera e o lucro pós-impostos ao PIB, assim observa-se que a renda ascendeu de 1% do PIB, no início de 1980 a 7% durante 1983-1985 e alcançou 5% desde então até o ano 2006 (PUYANA, 2008).

Figura 13 - Ingressos petrolíferos, renda petrolífera e lucro de PEMEX após impostos, 1980-2005 (% do PIB)

Fonte: Puyana, 2008.

No período entre 1982-2008 o regime fiscal aplicado à PEMEX sofreu vários ajustes, contudo continuou taxando fortemente os ingressos da empresa (Tabela 9). A fonte principal dos ingressos petroleiros do Governo Federal se concentra no Direito sobre hidrocarbonetos, que em 2008 aportou 86% do total. Dentre o Direito sobre hidrocarbonetos, destaca-se o do Direito ordinário que nesse mesmo ano representou 74% do total de ingressos petroleiros. O direito sobre hidrocarbonetos não se aplica aos ingressos e sim ao rendimento de operação, a uma taxa de 74% em 2008 tendo que reduzir-se até 71,5% em 2012 (Lei Federal de Direitos).

Tabela 9 - Regime Fiscal da PEMEX

Período	Impostos					Contribuições pagas a entidades federativas e/ou municípios
	Extração de petróleo	Exportação de petróleo	Derivados petroquímicos	Ao valor adicionado	Outros	
1983-1992	Direitos sobre hidrocarbonetos (DSH) e extraordinário (1985)	DSH adicional	IEPS taxa fixa	IVA	Demais contribuições	Lei de Coordenação Fiscal
1993 Regime Dual	Direitos sobre extração de petróleo (DEP), DSH	DEP DSH	IEPS complementário IEPS taxa fixa	IVA	IRP e demais contribuições	Lei de Coordenação Fiscal
1994 Rede Fiscal	DEP	DEP	IEPS taxa variável	IVA	IRP e demais contribuições	Lei de Coordenação Fiscal.
1995 Rede Fiscal DSH e ASH	DEP	DEP	IEPS taxa variável	IVA	IRP e demais contribuições	Lei de Coordenação Fiscal. Imposto sobre Nominas e predial.
1996	DEP	DEP	IEPS taxa variável	IVA	IRP e demais contribuições	Lei de Coordenação Fiscal. Imposto sobre Nominas e predial.
2005	Direito Ordinário sobre Hidrocarbonetos (DOH)	Direito extraordinário sobre a exportação de petróleo (DEE)	IEPS	IVA	IRP, imposto à importação de PEMEX	

Fonte: Elaboração própria a partir de Ramirez, 1997; PEMEX.

3.1.4. Etapa da reforma energética mexicana

Com a justificativa de fortalecer e modernizar a indústria petroleira mexicana, a Reforma Energética, com ênfase no petróleo, foi aprovada pelo Congresso da União em novembro de 2008. O texto da reforma (SENER, 2008) argumenta a possibilidade de um *déficit* de 500 mil barris diários no ano 2021 e propõe quatro opções para superar este cenário até esse ano:

- Exploração e desenvolvimento dos recursos prospectivos nas jazidas do sudeste, com o que se atingiria 700 mil barris dia.
- Exploração de campos abandonados para obter 25 mil barris dia.
- Desenvolvimento do paleocanal de Chicontepec (entre 550 mil e 600 mil barris dia)

- Exploração e desenvolvimento das águas profundas do Golfo do México previsão de 8,2 bilhões de barris de óleo equivalente.

Esta reforma impulsionou um novo regime de contratação aplicável a PEMEX em relação aos projetos denominados “Atividades Substantivas de Caráter Produtivo”, fizeram-se importantes ajustes aos marcos normativos da Constituição Política Mexicana, à Lei Orgânica da PEMEX, à Lei Orgânica da Administração Pública Federal, à Lei da Comissão Reguladora de Energia, assim como à Lei da Comissão de Petróleo. Resultado disso se expediu a nova Lei da PEMEX, um regime contratual específico, um novo regime fiscal, um regime específico de dívida, criou-se o CNH como ente regulador, entre outros. Essa continuidade do processo de abertura da indústria petrolífera, permitirá aos contratantes realizar atividades constitucionalmente reservadas à PEMEX tirando-a da produção direta, na procura de restituir reservas e frear a queda da produção petroleira, para manter pelo menos o nível de exportação.

As DAC³⁵ publicadas em março de 2010 estabeleceram, entre outras coisas, as diferentes modalidades pelas quais a PEMEX poderá celebrar contratos em matéria de exploração e produção³⁶ com empresas privadas: Contratos de exploração; Contratos de desenvolvimento de jazidas; Contratos integrais ou Incentivados; e Contratos "diversos". Dessa forma, em novembro de 2010, aprovaram-se os “Contratos Integrais EP³⁷” mediante os quais o contratantes executará dentro da área contratual serviços de avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e GN por um período de 25 anos (PEMEX, 2010).

A PEP assumiria, com isso, o risco da demanda, pois receberia toda a produção entregue pelo contratante, encarregando-se da comercialização, de pagar ao fisco os direitos de extração e pagar ao contratante pelos serviços prestados, o restante desse processo fica para a empresa (RODRIGUEZ, 2010). Pagar-se-á aos contratantes em função da tarifa que fixem por barril e também outorgará estímulos e incentivos às empresas, previamente estabelecidos nos contratos, pelo seu desempenho, pela extração o mais rápida possível (LA JORNADA, 2010). Com esta modalidade a PEMEX se limitará a receber o produzido, o que a tornaria uma agência reguladora de contratos, e o

³⁵ *Disposiciones Administrativas de Contratación en material de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de PEMEX y organismos subsidiarios.*

³⁶ A empresa não utilizará mais a Lei de Obras Públicas para desenvolver atividades de exploração, desenvolvimento e produção de campos petroleiros.

³⁷ Aprovados pelo Conselho de Administração da PEMEX e confirmados pela Suprema Corte de Justiça da Nação, frente à controvérsia constitucional que colocou à Câmara dos Deputados contra estes contratos.

capital privado, especialmente estrangeiro, beneficiar-se-ia com as rendas geradas. Isso torna estes tipos de contratos polêmicos, por serem equivalentes aos de risco, seriam inconstitucionais por compartilharem renda petroleira.

A câmara dos deputados e os municípios produtores do Estado de Tabasco tem apresentado uma demanda diante da SCJN para proibir os contratos incentivados já que diminuiriam as participações federais que recebem. Dentro da PEMEX existe uma interpretação incorreta e inadequada do termo “renda petroleira”, a qual define como a diferença entre o valor dos hidrocarbonetos a preços de mercado internacional e os custos de extração, para isso o petróleo tem que ser explorado *onshore* e *offshore*. Para Rojas (2011), oculta os componentes do preço, ação inevitável sim se deseja um controle eficiente não somente do processo petroleiro, mas também de seus ingressos. E na parte dos custos, a PEMEX por mais que revise e inspecione não terá informação destes de forma direta e perderá a capacidade de determinar o montante correspondente à renda petroleira. É a renda petroleira que está em jogo em toda a discussão sobre os contratos incentivados, o motor que a anima são os múltiplos benefícios que o Governo Federal associa ao novo modelo (ROJAS, 2011; RODRIGUEZ, 2010).

A primeira rodada de licitações compreenderá os campos maduros da região sul: Santuário, Carrizo e Magallanes, e posteriormente os campos maduros da região norte, o projeto Chicontepec e águas profundas da região sul do Golfo do México (PEMEX, 2010). A terceira etapa de licitações compreenderá as atividades no Campo de Chicontepec³⁸ onde se encontram 39% das reservas totais de hidrocarbonetos do país (PEMEX, 2011).

No projeto ATG o investimento e o gasto realizados para o período 2006-2009 têm aumentado de forma acelerada alcançando US\$3,736 bilhões, contudo não atinge as metas de produção de petróleo e GN, contribuindo com 1% da produção nacional. Isto somado ao fato de nesse período o custo de desenvolvimento foi de US\$25,8 por barril, dessa forma o fluxo de efetivo positivo do projeto aconteceria a partir de 2015 enquanto a recuperação do investimento só se atingiria até 2030 (CNH, 2010; PEMEX, 2010).

No projeto ATG se tomaram decisões que não estiveram devidamente fundamentadas em estudos completos e integrais, o que levou à aprovação de um programa de perfuração a grande escala que acabou beneficiando empresas privadas

³⁸ Localiza-se na bacia geológica Tampico-Misantla, no Estado de Veracruz, e abrange uma área de quase 3.875 km². Chamado a partir do ano 2006 de “Projeto Aceite Terciário do Golfo (ATG)”, a sua exploração foi reativada em 2002, anos atrás tinha sido deixada de lado pelas suas difíceis características geológicas e baixa produtividade (CNH, 2010).

internacionais como *Schulemberger*, *Halliburton*, *Watherford*, *Diavaz* e Serviços Integrais GSM, entre outras, pois pelo regime de contratos que operam, tem garantido o retorno do investimento realizado. Desde 2009, o projeto é questionado pela Comissão Nacional de Hidrocarbonetos, que chegou a sugerir a paralisação temporal do projeto, assim como da Auditoria Superior da Federação (LA JORNADA, 2010).

Tabela 10 - Marco legal e institucional da Reforma da indústria de petróleo

Data	Lei	Alcance
28/11/2008	Reforma Energética	Reforma Lei regulamentaria ao artigo 27 Constitucional no ramo de petróleo.
28/11/2008	Lei de PEMEX	PEMEX tem maior flexibilidade em aspectos fundamentais de sua função.
28/11/2008	Lei da comissão nacional de hidrocarbonetos	Criou-se a Comissão Nacional de Hidrocarbonetos (CNH) para regular e supervisionar a exploração e extração de carbonetos de hidrogênio.
04/09/2009	Regulamento da Lei de PEMEX	Estabelece entre outras coisas, a responsabilidade do Conselho de administração e do diretor geral da paraestatal de procurar a criação de valor econômico em benefício da sociedade mexicana.
06/01/2010	Disposições administrativas de contratação - DAC	Estabelece as modalidades pelas quais a PEMEX poderá celebrar contratos em matéria de exploração e produção com empresas privadas.

Fonte: PEMEX.

3.2. Caso da Venezuela

3.2.1. Etapa das concessões

A propriedade dos recursos minerais de qualquer classe se estabeleceu no dia 24 de outubro de 1829, quando Simon Bolívar ditou, em Quito, o regulamento sobre minas encontradas na Gran Colômbia. Separada Venezuela da Gran Colômbia, o decreto de Bolívar foi ratificado pelo Congresso da República de Venezuela, em 1832 (DE LA PLAZA, 2008). A partir daí o subsolo e tudo o que estava contido nele passou a ser propriedade da União.

A partir de 1865 começaram as primeiras concessões de petróleo cru à empresas nacionais e estrangeiras, destaca a criação, em 1878, da Companhia Nacional Petrolia da Táchira totalmente integrada, estando ativa somente até 1934. Em 1905 se promulgou a Lei de Minas que se constituiu na base legal das concessões petrolíferas,

favorecendo a intervenção descontrolada de interesses estrangeiros na indústria petrolífera venezuelana, impedindo-se a imposição da renda da terra. Durante o governo do ditador Juan Vicente Gómez (1908-1935), entre os anos 1907 e 1912 se outorgaram sete concessões petrolíferas que chegariam a ter enorme importância no futuro do país, é assim que de 1922 a 1970, a *Standard Oil* e a *Royal Dutch-Shell* controlaram todo o circuito de produção e comercialização do petróleo nesse país (SANCHES, 1998).

Nesse contexto, foram concedidas a cidadãos venezuelanos, que fizeram a vez de intermediários até parar nas mãos da *Royal Dutch-Shell* que até a nacionalização de 1975 extraiu a maior parte de sua produção venezuelana dessas concessões (MOMMER, 1988). As exportações só começaram em 1917 e, em 1928 o cenário constituiu como o maior exportador de petróleo e segundo produtor mundial de petróleo. A disputa pela renda petrolífera gerada se dava entre as companhias petrolíferas, os traficantes de concessões, grupo de latifundiários e Juan Vicente Gómez seus familiares e amigos, mostra da condição pré-capitalista da Venezuela dessa época (MOMMER, 1990 p. 73). Os impostos aos concessionários eram muito baixos e não existiam leis trabalhistas, isso tudo gerava grandes benefícios para as empresas e baixos ingressos ao país (RAMIREZ, 2007).

A revolução mexicana (Constituição de 1917) serviu de exemplo ao ministro de Fomento Gumersindo Torres, a dar o primeiro passo para voltar à propriedade nacional das jazidas. É assim que, em 1918, Gumercindo falava da cobrança do imposto de exploração devendo ser considerado como participação no lucro por conceito de propriedade nacional, ou seja, renda do solo. Faz-se a primeira distinção entre impostos e renda, embora esses dois termos tenham sido confundidos amplamente ; na legislação venezuelana os *royalties* e as rendas superficiais se chamavam respectivamente impostos de exploração e impostos superficiais. Contudo, as empresas petrolíferas não pagavam nada pelo direito de exploração, pois as legislações foram atendendo interesses das partes envolvidas e, com eles, os impostos e os *royalties*. Dessa forma foi prejudicial aos interesses nacionais, pois a renda petrolífera se incrementou de forma constante conforme aumentava a produção, mas não os preços, os quais eram manipulados pelas empresas transnacionais, que controlavam as variáveis do negócio: exploração; produção; distribuição; comercialização; impostos e *royalties*.

Em 1936 se desatou um conflito entre as companhias petrolíferas e governo venezuelano. Em matéria de impostos, antes de 1936 estes eram compatíveis com as atrasadas condições do país, o que se pretendia era que a renda petrolífera fosse a mais

alta possível para colocá-la a serviço do desenvolvimento capitalista do país. Em 1938 foi aprovada uma Lei que, além de estabelecer aumentos dos impostos e *royalties*, introduziu disposições que garantiam ao Estado uma maior intervenção nas operações de exploração de petróleo.

A primeira reforma de importância aconteceu, contudo, em 1943, quando se sancionou a Lei de Hidrocarbonetos, as jazidas se determinam definitivamente como propriedade nacional estatal, acabando com o tráfico intermediário, sendo o Estado quem entrega as concessões diretamente às companhias, configurando-se mais ativa a sua participação na administração dos recursos petrolíferos. Definiu-se o prazo das concessões na maior parte dos casos de 40 anos. Em 1948, ao se declarar uma nova Lei de Imposto sobre a Renda (ISLR), se estabeleceu a relação de 50%-50% (*fifty-fifty*) na divisão dos lucros, ou seja, 50% dos lucros obtidos da venda de petróleo ingressariam ao Estado na forma de impostos e *royalties*. A partir daí a renda petrolífera passou a representar pouco mais de 70% do ingresso da Fazenda.

Em 1945, no governo de Romulo Betancourt, decretou-se o pagamento do imposto sobre a renda extraordinária, com taxa máxima de 20%, o qual taxava somente ingressos muito altos, cujos recursos seriam orientados a financiar a agricultura e a construção. Ficam estabelecidos contratualmente os impostos mineiros específicos a serem pagos pelas companhias concessionárias. A legislação americana foi seguida como exemplo, assim o *royalty* de um sexto. Estimou-se a participação do lucro em 60:40. O caráter contratual da renda do solo se contornaria através dos impostos gerais. A inícios da década de 70, o Congresso da República modificou novamente a Lei de ISRL para autorizar o executivo a fixar de forma unilateral os valores de exportação e elevar a taxa impositiva a 60% do lucro líquido das concessionárias (AZPÚRUA, 1997).

Antes das leis de hidrocarbonetos e das leis fiscais da década de 40, as concessões eram muito benéficas para as petrolíferas internacionais, depois dos ajustes os ingressos petrolíferos se incrementaram e passaram a representar fatias maiores, em 1946 representou 65% (Tabela 11), em contrapartida, em 1949 a produção de Oriente Médio superou a produção venezuelana. Assim na medida em que esta concorrência ameaçasse seus lucros e posição territorial, a diplomacia da Venezuela com essa região estava orientada a convencê-la em relação à criação de um cartel que controlaria a produção e os preços (SANCHES, 1998), levando à criação da OPEP, em 1960. Segundo Mommer (1988), os representantes do governo venezuelano promoveram

aproximações com os governos de Oriente Médio para que esses países aumentassem suas rendas.

Tabela 11 - Incremento do ingresso fiscal petrolífero

Ano	Ingresso fiscal petrolífero per capita	Porcentagem em relação com o ingresso fiscal total
1923-1924	Bs. 1,30	3,7%
1930-1931	Bs. 11,00	16,5%
1938-1939	Bs. 97,20	33,4%
1948-1949	Bs. 250,70	61,6%

Fonte: Prieto (1962) apud. Ramirez (2007).

Ingressos fiscais crescentes em longo prazo, no contexto de uma indústria na qual as empresas privadas operavam o negócio e o Estado se limitava a receber *royalties* e impostos por ditas atividades (Figura 14).

Figura 14 - Ingressos Fiscais e ingresso bruto, 1938-1970.

Fonte: Mommer, 2003.

Em 1959, o Ministério de Minas e Hidrocarbonetos implementou uma nova política petrolífera nacional que se guiava pelo princípio de “não mais concessões” e criou a Corporação Venezuelana de Petróleo (CVP), surgida como empresa petrolífera estatal para organizar a nacionalização da indústria petrolífera, com vistas a jogar um papel importante na reversão das concessões. A política de substituição de contratos de concessão levou à assinatura de contratos de serviços, assim a reforma parcial da Lei de

hidrocarbonetos de 1967, permitiu à CVP a negociação de contratos de serviço para exploração e desenvolvimento das áreas destinadas. O longo processo culminou em julho de 1971 com a assinatura de quatro contratos. Contudo, observou-se nesse processo a substituição da forma de outorgar concessões, ainda com vantagens consideráveis para os *trusts* internacionais.

A Tabela 12, mostra os princípios predominantes que se manifestaram na evolução jurídica do setor petrolífero venezuelano, sendo estes: a propriedade estatal sobre recursos naturais do subsolo, a procura por parte do Estado da maximização da renda e a participação de capital privado e estatal estrangeiros.

Tabela 12 - Marco legal e institucional da Reforma da indústria de petróleo

Data	Lei	Alcance
22/05/1783	Ordenanças de Minaria para a Nova Espanha	Primeiro corpo legal que teve vigência na Venezuela e no qual se faz referencia ao petróleo.
1832	Ratificado decreto de Bolívar de 1829.	Estabelece a propriedade da União sobre as minas de qualquer classe que se encontrem no país.
1845	Primeiro código de leis de minas.	Ratifica a propriedade dos recursos do subsolo.
1855	Regulamento do código de leis de minas.	Ficam estabelecidas as bases do regime de concessões.
24/08/1865	Primeiras concessões de petróleo	Concessão a um cidadão americano, no Estado de Zulia.
12/10/1878	Cria-se Petrolia del Táchira	Primeira empresa totalmente nacional que extrai e refina petróleo até 1934.
23/01/1904	Código de Minas	Os códigos de Minas desde 1854 até 1904 estabeleciam que o direito de explorar se obtinha através do sistema de denuncia.
14/08/1905	Lei de Minas	Constituiu-se na base legal das concessões petrolíferas
30/06/1920	Primeira Lei de hidrocarbonetos e demais minerais combustíveis.	A legislação petroleira adquiriu caráter específico e autonomia. Sistema misto para contratar exploração e produção de petróleo.
22/07/1923		Criou-se Companhia Venezuelana de Petróleo
27/08/1943	Lei de hidrocarbonetos	Determina renda do solo.
1959	Decreto 260	Não mais concessões. Criou-se a Corporação Venezuela de Petróleo (CVP) surgiu como empresa estatal para organizar a indústria nacionalizada.

Fonte: Elaboração própria frente aos dados de De la Plaza (2008).

3.2.2. Nacionalização e empresa estatal: 1975-1986

No ano 1975 o governo venezuelano promulgou a Lei de Nacionalização, criando-se de forma imediata a Sociedade Anônima Petróleos da Venezuela (PDVSA), no dia 1 de janeiro de 1976 a nacionalização se fez efetiva. PDVSA foi criada com o Estado como único acionista, para operar o monopólio petrolífero, no marco da nacionalização das reservas petrolíferas que realizaram os países da OPEP na década de 70. A expropriação dos ativos das companhias petrolíferas nacionais e internacionais transformaram-se em filiais de PDVSA (AZPÚRUA, 1997). A reversão das concessões petrolíferas demandou ao estado venezuelano o pagamento de volumosas indenizações às empresas estrangeiras concessionárias e com isso, um considerável aumento da dívida externa.

A empresa recebeu, no entanto, uma indústria declinante em quase todas suas atividades, demandando grandes investimentos os que estavam tolerados pelos preços internacionais de cru em alta. Para 1982 as reservas se incrementaram, as refinarias adquiriram flexibilidade para o processamento de óleos, criou-se o Instituto Tecnológico Venezuelano do Petróleo (ITENVEP), tendo contribuído com o desenvolvimento da indústria petrolífera de base, através da demanda de bens e serviços petrolíferos; alcançado isso a empresa optou por internacionalizar-se desde 1983, associando-se ou adquirindo ativos em empresas europeias e norte-americanas.

As taxas de *royalties* foram niveladas a um sexto, a taxa de imposto de renda ficou em 67,7%, além disso, 10% do lucro realizado na exportação foi liberado de imposto sobre a renda, o chamado Aporte Legal, que dotou à empresa de recursos necessários para seu desenvolvimento (MOMMER, 2003, p. 214). Em consequência, a participação do governo caiu significativamente comparada com os anos prévios à nacionalização.

A nacionalização da indústria petrolífera, no entanto, não evitou que a Venezuela entrasse numa fase de recessão econômica e que elevasse de forma importante sua dívida externa durante os anos oitenta. Em meio a crise econômica as necessidades fiscais do Estado, a contração da demanda pelos preços altos do petróleo e quotas da OPEP cada vez mais restritivas, a liderança da PDVSA decidiu não ter mais reservas líquidas e gastar tudo antes que o governo a aproprie por uma ou outra via (AZPÚRUA, 1997).

Figura 15 - Ingresso bruto e ingressos fiscais, 1970-2000.

Fonte: Mommer, 2003.

3.2.3. Abertura petrolífera e quebra do monopólio estatal: 1986

Entre 1986 e 1987 se voltou ao velho regime de concessões, ao se iniciar o que se chamou de “*apertura petrolera*”, desta vez sob a modalidade de convênios operativos e associações estratégicas para reativar campos; produzir cru; explorar GN *offshore*; explorar áreas prospectivas; criar empresas mistas; competir livremente nos mercados petrolíferos e explorar e comercializar carvão. O controle da produção, a cargo do Ministério de Energia e Minas (MEM), passou a mãos da PDVSA, enquanto o primeiro foi perdendo espaço, o segundo se foi fortalecendo e consolidando. Em 1990 o presidente da PDVSA, Andrés Sosa Pietri, sugeriria iniciativas que aspiravam o fim do regime de propriedade, a desvinculação da empresa com o MEM e com a OPEP por considerar que não eram atores importantes no mundo do petróleo, sugerindo a adesão da Venezuela à AIE (MOMMER, 2003).

Em 1989, depois da crise da dívida que sofreu Venezuela, o presidente Andrés Pérez assinou com o FMI e o BM a primeira etapa de ajustes, sendo PDVSA um dos primeiros objetivos das reformas neoliberais. Assim, em 1992, a empresa iniciou um processo massivo de “terceirização” (*outsourcing*) que ocasionou uma perda, nunca antes vista, da capacidade nacional para manejar a indústria petrolífera e terminou deixando-a em mãos de companhias estrangeiras. Essas empresas começaram a

satisfazer as necessidades da PDVSA de forma tão excludente que afetou a capacidade gerencial e tecnológica nacional para manejar a empresa, impediu a geração de empresas de serviços nacionais e incrementou desproporcionalmente seus custos operativos. A abertura das atividades de exploração e produção de petróleo ao capital privado se deu através do estabelecimento de três tipos de contratos:

- Contratos operativos (contrato de serviço de risco), com esses convênios as empresas privadas atuaram como simples contratantes das filiais da PDVSA. Os contratantes se comprometeram a cancelar ao Estado o imposto de renda correspondente, e a PDVSA a pagar *royalties*. Entre as empresas que entraram por essa via foram: Shell, BP, Exxon, Chevron, Mobil, Teikoku etc.
- Contratos de associações estratégicas, este tipo de contratos foi aprovado pelo Congresso Venezuelano, em 1993. Entre as petrolíferas: Maraven-Conoco e Maraven-Total-Itochu-Marubeni para explorar a Faja Petrolífera del Orinoco e Lagoven-Exxon-Shell-Mitsubishi para executar o projeto Cristobal Colón.
- Contrato de produção compartilhada, este contrato foi aprovado em 1995 e começou em 1996.

Este processo de abertura das atividades de exploração-produção da indústria petrolífera venezuelana tem sido acompanhado de reformas impositivas importantes que tem levado a reformular um novo esquema econômico da divisão da renda petrolífera entre Estado e empresas, em detrimento do primeiro e em benefício das últimas.

Até o ano 2000 se assinaram 36 “Convênios de Serviços Operativos” em campos em exploração com uma extração de 500 mil barris por dia (17% da extração total). Com o transcorrer dos anos, esses convênios resultaram em simples concessões com direito a comercializar o cru, ainda quando seguiam figurando como convênios operativos. Criaram-se também Associações Estratégicas para a exploração na Franja de Orinoco (extraíndo 14% do total) e contratos de exploração de novas reservas. Desta forma se conseguiu diminuir o poder de decisão estatal na indústria petrolífera, permitindo o ingresso de empresas estrangeiras e prejudicando por sua vez a participação estatal na renda petrolífera. A liderança da PDVSA cumpriu um papel importante como propulsora das reformas pro-petrolíferas estrangeiras.

A Figura 16, mostra o cálculo aproximado do volume da renda petrolífera realizada por Baptista e Mommer, em 1986.

Año	Renta Petrolera*	PTB _{nr}	RP/ PTB _{nr} (%)	Año	Renta Petrolera*	PTB _{nr}	RP/ PTB _{nr} (%)
1936	136	4632	2.9	1962	3394	26856	12.6
1937	242	4534	5.3	1963	3352	28726	11.7
1938	449	4681	9.6	1964	5194	31798	16.3
1939	317	4689	6.8	1965	4838	33595	14.4
1940	258	5230	4.9	1966	4558	34912	13.1
1941	405	4865	8.3	1967	5571	35780	15.6
1942	193	4797	4.0	1968	5317	37264	14.3
1943	299	4870	6.1	1969	4963	39384	12.6
1944	603	5385	11.2	1970	5474	42594	12.9
1945	748	6070	12.3	1971	6396	44714	14.3
1946	872	6931	12.6	1972	6847	47248	14.5
1947	982	8052	12.2	1973	1259	49822	20.6
1948	1495	9255	16.2	1974	27476	54433	50.5
1949	1100	10168	10.8	1975	18224	60226	30.3
1950	1020	11021	9.3	1976	17063	65278	26.1
1951	1388	12132	11.4	1977	14609	70206	20.8
1952	1542	13130	11.7	1978	12710	72066	17.6
1953	1482	14202	10.4	1979	18077	72897	24.8
1954	1766	15448	11.4	1980	22177	72458	30.6
1955	2132	16443	13.0	1981	21213	72890	29.1
1956	4240	18006	23.5	1982	14728	74663	19.7
1957	5206	20292	25.7	1983	11341	71369	15.9
1958	3533	21366	16.5	1984	16181	70406	23.0
1959	3155	22965	13.7	1985	12321	71087	17.3
1960	2896	23928	12.1	1986	6764	74286	9.1
1961	3144	24872	12.6	1987	11603	75930	15.3

Figura 16 - Renda petrolífera e PIB, (milhões de bolívares em 1968).

Fonte: Mommer, 1990.

3.2.4. Controle estatal

Com a entrada do Hugo Chávez ao governo se produz uma mudança na política petrolífera na Venezuela, no ano 2001 com o Decreto nº 1.510 com força de Lei Orgânica de Hidrocarbonetos (LOH) ratifica a propriedade do recurso em mãos do Estado Nacional, Art. 3:

“Los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, cualquiera que sea su naturaleza, incluidos aquellos que se encuentren bajo el lecho del mar territorial, en la plataforma continental, en la zona económica exclusiva y dentro de las fronteras nacionales, pertenecen a la República y son bienes del dominio público, por lo tanto inalienables e imprescriptibles”.

A lei fundamental ratifica expressamente a propriedade da República sobre as jazidas minerais e de hidrocarbonetos existentes no país, conforme estabelecido no

Artículo 12 da Constituição da República Bolivariana da Venezuela. Desta forma se transferem recursos e lucros que surgem do petróleo ao povo e muda também a concepção devido ao fato de se considerar ao povo venezuelano proprietário deste recurso.

A LOH entrou em vigência em 2002³⁹ tendo efeito imediato na Terceira Ronda de Convênios Operativos e sobre PDVSA. Representando um retrocesso das medidas neoliberais implementadas desde 1989, já que exige que em todas as atividades primárias do setor petrolífero, a PDVSA conte com o controle operativo e a maioria acionária. De um máximo de 35% nas associações e convênios operativos, PDVSA deverá possuir pelo menos 51% das empresas mistas que operam em território venezuelano. Além disso, mudou-se a conformação da arrecadação petrolífera, aumentando os *royalties* e diminuindo os impostos sobre os lucros. Com isso, se tratou de colocar ao investimento estrangeiro, a um nível complementar ao investimento estatal, cabendo a PDVSA quem tome as decisões.

Durante o processo de abertura petrolífera, a Faja petrolífera del Orinoco (FPO)⁴⁰ foi caracterizada pelas empresas multinacionais do petróleo como “faixa betuminosa”, depois a Venezuela demonstrou ser zona petrolífera se consagrando em uma das reservas mais importantes do país. Dessa forma, é sobre esta região petrolífera que aconteceram importantes ajustes para a apropriação de maior renda possível. Em setembro de 2004, no marco da política de Plena Soberania Petrolífera, o Estado retomou o controle sobre a renda de cru venezuelano. Eliminou-se a taxa de *royalties* de 1% e se restaurou a taxa usual de 1/6 nos projetos da Faja, esse ano se deu fim aos convênios operativos que não pagavam impostos, nem *royalties*.

No dia 12 de abril de 2005, o Ministério emitiu o instrutivo em relação aos Convênios Operativos com o objetivo de evitar que PDVSA continuasse sofrendo perdas e ordenando a migração de tais convênios ao marco da nova lei vigente. Nesse ano se declararam ilegais 32 convênios operativos, migrando-os a empresas mistas com maioria da PDVSA. O mesmo aconteceu em 2006 com as associações estratégicas da

³⁹ Entre dezembro de 2002 e março de 2003, a luta pelo controle da PDVSA entre o Governo e a gerência da empresa, levou à paralização da quase totalidade das operações, fato chamado de “sabotagem petrolífera” contra a empresa. O fim da greve trouxe como resultado a renúncia ou expulsão de grande parte dos empregados, incluindo a quase totalidade dos mandos gerenciais. E dada a dependência econômica do país por este recurso, o PIB nacional registrou uma queda de 15% durante o quarto trimestre de 2002.

⁴⁰ Compreende uma extensão de 55.314 km² e uma área de exploração atual de 11.593 km². Foi dividido em quatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho e Carabobo, e segmentada em 29 blocos de 500 km² cada um aproximadamente (PDVSA)

FPO. Em ambos os casos, a maior parte das petrolíferas internacionais aceitaram a transformação e as condições da PDVSA. Do total de petrolíferas internacionais atuando no país, não aceitaram a transformação e condições da PDVSA, a ENI e a TOTAL (em convênios operativos) e a CONOCCO e EXXON (em associações estratégicas), tendo a empresa que indenizá-las e tomar o controle de 100% das atividades.

No dia 26 de fevereiro de 2007, o Governo venezuelano, ditou o Decreto nº 5.200 de migração a Empresas Mistas dos Convênios de Associação da FPO; e os Convênios de Exploração a Risco e lucros compartilhados, iniciando-se o processo de Nacionalização Petrolífera no dia primeiro de maio de 2007. Mediante este decreto, com alto valor e força de Lei, o Estado venezuelano completa a recuperação do controle de seus hidrocarbonetos e reforça a política de Plena soberania Petrolífera impulsionada pelo Governo Bolivariano. O instrumento legal determinou, assim, que as associações existentes entre filiais de PDVSA e o setor privado, que operam na FPO, deveriam se transformar em Empresas Mistas, nas quais a maioria acionária a possuiria o Estado venezuelano, através da estatal petrolífera.

‘Petróleos de Venezuela’ assume uma média de 80% de participação acionária nas novas Empresas Mistas e o controle do negócio de produção de hidrocarbonetos na FPO e os Convênios de Exploração a Risco e lucros Compartilhados. Antes de entrar em vigência o Decreto de Nacionalização, PDVSA tinha uma participação acionária, em média, na FPO, de 39,9% e que depois passaram a um mínimo de 60%, como apresentado nas Tabelas 13 e 14.

SINCOR	PETROZUATA	AMERIVEN	CERRO NEGRO
PDVSA 38%	PDVSA 49,9%	PDVSA 30%	PDVSA 41%
TOTAL 47%	CONOCO PHILLIPS	Conoco Phillips 40%	Exxon Mobil 41%
STATOIL 15%	50%	Chevron 30%	BP 18%

Tabela 13 - Antes do Decreto Lei 5.200

Fonte: PDVSA

SINCOR	PETROZUATA	AMERIVEN	CERRO NEGRO
PDVSA 60%	PDVSA 100%	PDVSA 70%	PDVSA 83%
TOTAL 30,3%			
STATOIL 9,3%		Chevron 30%	BP 16%

Tabela 14 - Com a aplicação do Decreto Lei 5.200

Fonte: PDVSA

A Figura 17 ilustra que na abertura petrolífera, o Estado venezuelano somente recebeu 47% da renda petrolífera frente a 53% das chamadas Associações estratégicas das empresas transnacionais da FPO. Essa situação foi revertida pela Revolução Bolivariana, aumentando em 94% o ingresso do Estado, mediante migração para empresas mistas, que passaram a deter 6% da renda. Essa nova estruturação das empresas mistas implicou o incremento dos *royalties* de 1% a 33,3%.

Figura 17 - Captura da renda petrolífera.

Fonte: Governo Bolivariano.

Na Tabela 15 são apresentados os aportes fiscais pagos à União, que no ano 2011 somaram US\$ 19.033 milhões, assim como mostra quais são as obrigações que PDVSA tem que pagar, sendo a principal o *royalty*.

Tabela 15 - Com a aplicação do Decreto Lei 5.200

	2011	2010	2009	2008	2007
Royalty em efetivo	12.473	9.274	11.575	22.473	17.161
Royalty em espécie	-	-	3.178	2.166	-
Imposto de extração	1.514	1.194	1.710	3.111	1.659
ISLR	3.928	2.087	6.022	7.955	8.334
Dividendos	1.000	1.000	2.000	2.000	2.573
Imposto superficial	90	94	158	178	-
Imposto ao registro de exportação	28	52	67	92	49
Total	19.033	13.701	24.710	37.975	29.776

Fonte: PDVSA, 2011.

Além do mais, o Artigo 303 da Constituição da República Bolivariana de Venezuela proíbe a privatização da PDVSA, de suas filiais, ou de aquelas empresas do Estado que participem no setor dos hidrocarbonetos com o objetivo de articular a defesa dos recursos energéticos para benefício da população venezuelana e as futuras gerações.

Por razões de soberania econômica, desenvolvimento e interesse nacional, Petróleos de Venezuela S.A. e os entes ou empresas de propriedade exclusiva do Estado que desenvolvam no território nacional atividades reservadas, não poderão ser privatizados total nem parcialmente. O Executivo Nacional, por órgão do ministério com competência na matéria, fiscalizará e exercerá o controle sobre as atividades reservadas, assim como sobre o transporte dos hidrocarbonetos e seus derivados em todo o território nacional.

3.2.2. Processo de redistribuição da riqueza a través de PDVSA

A política do governo de Hugo Chávez em relação à redistribuição dos lucros de PDVSA tem como objetivo principal conscientizar a população de que o petróleo é de todos, e os lucros e investimentos que realiza a empresa recaem nas diferentes missões sociais, que incluem planos de alfabetização, de educação superior, alimentação, desenvolvimento da minaria e tecnologia, entre outros. Estas reformas não foram fáceis em absoluto, tendo que afrontar grandes rechaços e confrontações políticas.

Nos Estados Financeiros Consolidados da PDVSA para o ano 2011 se encontra um lucro, antes dos gastos para o desenvolvimento social e imposto sobre a renda de 35.229 milhões de dólares, comparado ao balanço de 1998, onde a empresa apresentava um *déficit* de 14,63 bilhões de dólares. Do total de lucro de 2011 se destinaram US\$ 30.079 milhões a gastos para desenvolvimento social e US\$ 1.493 em imposto de renda, ficando de lucro líquido US\$ 3.494 milhões. Quer dizer que 85% dos lucros de PDVSA se encontram orientados a retornar ao povo através de projetos sociais.

O Informe de Gestão anual da empresa mostra a forma de redistribuição da riqueza, a que se expressa no gasto social através dos seguintes pontos estratégicos:

- 14.475 milhões de dólares ao Fundo de Desenvolvimento Nacional (FONDEN) para projetos de infraestrutura, transporte público urbano e extraurbano, centrais elétricas, indústrias básicas, entre outros.
- 4.010 milhões de dólares destinados à Grande Missão Moradia Venezuela, projeto criado em 2011, com o objetivo de enfrentar a crise de moradia da população venezuelana, assim como realocar as famílias afetadas pelas chuvas.

- 6.772 milhões de dólares nas Missões Sociais: Ribas, Alimentação, AgroVenezuela, Sucre, Revolución Energética e outras missões e aportes.
- 362 milhões de dólares em Projetos Agrícolas.
- 4.306 milhões de dólares no Fundo Miranda e 5.022 milhões de dólares no Fundo Chino.

A política de Plena Soberania Petrolífera tem promovido a distribuição social da renda gerada na indústria. Desde janeiro de 2001 a junho de 2012 tem se distribuído a renda petrolífera da seguinte forma (Figura 18):

Figura 18 - Distribuição da renda petrolífera, 2001-2012.

Fonte: Governo bolivariano.

3.3. Conclusões

Possuidoras de vastos recursos petrolíferos, as indústrias mexicana e venezuelana estiveram desde o início sob o controle de companhias estrangeiras, as quais exerceram pressão sobre os governos desses países para obter concessões que lhes foram lucrativas. Na medida em que os governos do México e da Venezuela foram almejando a sua independência econômica e a apropriação de maiores montantes da

renda petrolífera, decidiram nacionalizar a indústria e criar posteriormente suas empresas estatais para exercer o controle das operações. No caso mexicano desde 1938, ano em que se criou a PEMEX, esta manteve o monopólio da indústria, enquanto que no caso venezuelano mesmo tendo criado a empresa estatal PDVSA, em 1975, esta coexistiu com regimes como o de concessões na maior parte dos anos, contrato de serviços, contratos de risco e partilha de produção.

No México e na Venezuela, dado o grande potencial de reservas e os baixos custos, consolidou-se uma renda diferencial captada no mercado mundial, pois se trata de países que geraram sua renda petrolífera principalmente nas exportações e não no consumo nacional, e sua magnitude e variação tem muito pouco a ver com o desenvolvimento do petróleo enquanto atividade produtiva. No caso mexicano a participação dos impostos do petróleo na economia do país se incrementou a partir da década de 70, quando o país retomou o processo exportador, passando a utilizar a PEMEX como fonte de recursos fiscais em detrimento das suas atividades. Enquanto isso, no caso venezuelano as medidas nacionalistas da década de 40 incrementaram a captação de recursos fiscais, o grosso da renda ficou em mãos das petrolíferas privadas.

Mostrou-se também que a PEMEX e PDVSA são iguais nas suas raízes, elas são distintas nas suas trajetórias vinculadas ao processo de apropriação e distribuição da renda do petróleo. Como observado na evolução da legislação de hidrocarbonetos, a qual foi historicamente transformada para atender a realidade econômica vigente, embora a propriedade absoluta da União sobre seus recursos tenha se preservado. Verificou-se que o Estado, representando à União, não só cumpre o papel de proprietário que cobra uma renda da terra, mas também o papel de soberano que cobra impostos gerais a todos os agentes econômicos, sendo justamente a circulação rentista responsabilidade do Estado, administrador de um excedente de caráter nacional.

Pela dependência da economia nacional dos ingressos petrolíferos, o México e a Venezuela se constituíram em países rentistas. Porém os amplos recursos obtidos não foram aproveitados eficientemente, em virtude de sua circulação rentista, pois não se usaram em políticas públicas de longo prazo que tenham impacto econômico. No caso mexicano o uso para o desenvolvimento do país aconteceu principalmente entre 1938-1970, e no caso venezuelano se observa que a socialização da renda aconteceu depois de 2001.

As indústrias petrolíferas mexicana e venezuelana, contudo, vivem na última década processos contrários, pois enquanto a primeira apresenta problemas na sua

estrutura produtiva e no seu desempenho econômico – passando por um processo gradual de abertura ao capital privado –, a segunda tem recuperado a soberania sobre seus recursos de hidrocarbonetos, ao ter a propriedade e gestão estatal sobre os mesmos, exercendo maior controle na indústria e apropriando uma parcela maior da renda petrolífera gerada.

Em ambos os casos, a apropriação da renda petrolífera, liderada pelas instâncias do governo, permitiu uma partilha entre as elites, fortalecendo-as e mantendo-as no poder. Assim e, ressaltando o caso mexicano, pode-se concluir que não necessariamente presença estatal e produção estatal significam que seus benefícios sejam apropriados socialmente, há uma enorme dificuldade no funcionamento do Governo, os grupos políticos e o setor de planejamento nesses países. E é o que justamente o modelo venezuelano de Hugo Chaves tenta harmonizar.

4. O MODELO ESTATAL DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO

Este capítulo oferecerá uma reconstrução da evolução da indústria brasileira de petróleo abordando de forma sintética a etapa pré-PETROBRAS e concentrando o estudo na fase do monopólio estatal. Tentou-se entender como se gerou excedente económico na indústria petrolífera voltada a atender ao mercado interno nacional e como esse excedente foi distribuído.

4.1. A livre iniciativa na procura dos recursos petrolíferos 1897-1952

O Brasil imperial manteve a legislação portuguesa em relação à propriedade de minas e jazidas, com propriedade do subsolo distinta a do solo, confirmada com a expedição do Decreto de 17 de setembro de 1824. O subsolo constituía propriedade do Estado, podendo, entretanto ser explorada por particulares. Durante o Império e no contexto de uma economia agroexportadora, principalmente de café, açúcar e algodão, em 1864, o Estado começou a outorgar concessões para pesquisa e lavra de combustíveis minerais, sem fazer menção explícita ao petróleo, pois este sempre estava associado ao xisto e demais rochas pirobetuminosas (DIAS, 1993; LUCCHESI, 1998).

Neste período, não se podia falar explicitamente de exploração de petróleo, pois os esforços estiveram orientados ao mapeamento geológico e mineralógico contendo referências dos estados de Bahia, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A iniciativa de cidadãos britânicos associados, às vezes, com brasileiros fez surgir as primeiras controvérsias legais em relação à propriedade de eventuais jazidas descobertas, entre proprietários dos terrenos e os concessionários, sendo que os depósitos minerais eram de propriedade do Estado. Contudo, como o petróleo não foi prioridade as atividades foram abandonadas principalmente por problemas técnicos, económicos e resultados pouco favoráveis.

A Constituição Republicana de 1891, estabeleceu que o proprietário do solo fosse também proprietário do subsolo. Nessa legislação considerada liberal, as terras devolutas ficavam sob controle dos estados que passaram a outorgar concessões para exploração. Adotou-se o sistema fundiário ou de acessão, modificando as condições legais da exploração mineral e de petróleo no país, dessa forma as atividades de prospecção foram desenvolvidas pelos governos estaduais, por empreendedores privados e a partir de 1907 pelo Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB).

Nesse contexto, em 1897 o fazendeiro Camargo descobriu, em São Paulo, o que viria a ser o primeiro poço petrolífero do país.

As atividades continuaram sendo realizadas por grupos nacionais sem grande aporte financeiro, utilizando equipamentos do governo federal e de governos estaduais; na inexistência de regulamentação para o petróleo e com problemas técnicos, embora, a atividade mineral se constituísse em uma atividade cercada de incertezas legais pelas disputas pela posse das jazidas minerais; os proprietários das terras negavam o acesso aos pesquisadores de minérios e por sua vez, as concessões outorgadas pelos governos estaduais eram seletivas (DIAS, 1993). Além disso, mesmo que a costa do nordeste apresentasse possibilidades de existência de petróleo sendo o custo das atividades menores aos do centro-sul do país, nenhuma descoberta foi realizada e os trabalhos foram abandonados por dificuldades na exploração, restrições de recursos financeiros e humanos, sendo apenas o Estado quem conseguiu manter o interesse pelo problema.

Cabe mencionar que, à época a tecnologia não era disponível e o preço do petróleo era muito baixo, dessa forma o capital estrangeiro estava concentrado principalmente no setor de distribuição de derivados, que era o mais lucrativo da cadeia produtiva de petróleo, controlado quase que completamente pelas *majors* multinacionais como a ESSO, Shell, Atlantic e Texaco (PIRES, 1996). Mesmo assim, as empresas estrangeiras como a *Standard Oil* e *Royal Dutch-Shell* adquiriram grandes extensões de terra no estado de São Paulo com o objetivo de um futuro aproveitamento (PIRES, 1996).

A legislação do petróleo foi se formando, assim, ao sabor dos problemas e das dificuldades concretas geradas por essas primeiras iniciativas. É assim que em 1927, o deputado Ildefonso Simões Lopes propôs o primeiro projeto de lei sobre petróleo do país, defendendo a revisão da legislação sobre minas e a necessidade de passar ao Estado o domínio sobre as jazidas petrolíferas (BERCOVICI, 2011). Começava a se gestar a ideia de segurança nacional através da propriedade de jazidas de petróleo, é por isso que este projeto considerava a exclusão de estrangeiros, entretanto esta proposta não foi adiante.

Em 1931, o Governo Federal decretou seu direito de autorizar a pesquisa e lavra dos recursos minerais em todo o território da república, retomando o controle que tinham cedido na Constituição de 1891. Já o Código de Minas de 1934 instituiu o regime de concessões, limitando as concessões para brasileiros ou empresas brasileiras, destacou a atuação empresarial de Monteiro Lobato, Edson Carvalho e Oscar Cordeiro.

Aconteceram conflitos entre o recém criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) e os particulares interessados nacionais e internacionais; o mais emblemático foi o caso de Monteiro Lobato, que acusava ao governo de incapacidade para descobrir petróleo, preconizando a solução pela via privada, sem presença de estrangeiros e através de subsídios à exploração por parte do Governo (LIMA, 1975). Contudo, o resultado dos trabalhos de exploração realizados por empresas estrangeiras, especialistas, pelo SGMB, pelo DNPM não deram resultados satisfatórios (DIAZ, 1993; MELO, 1994 p. 225-265).

Pensava-se no petróleo não como fonte de rendas e sim pela importância estratégica, já que o país não era produtor, destacando-se o General Júlio Caetano Horta Barbosa na proposição e implantação de uma política petrolífera. Em virtude disso, o Brasil, em 1938, nacionalizou a sua indústria petroleira quando mesmo sem possuir jazidas a União decide assumir diretamente a exploração de petróleo, sendo criado o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) (DIAZ, 1993; MELO, 1994)⁴¹. Até 1938, as áreas sedimentares estiveram abertas à iniciativa privada e, agora, a legislação nacionalista só permitia a participação de capitais nacionais na indústria, pois, pensava-se que o desenvolvimento econômico estaria ameaçado, caso as empresas internacionais controlassem o petróleo brasileiro (DIAS, 1993)⁴².

Segundo PIRES (1996), o capital estatal somente foi empregado depois de verificado que nos anos 20 e 30 houve carência de capitais para o empreendimento de pesquisa e exploração de petróleo por parte dos grupos privados nacionais ou estrangeiros, em organizar uma indústria petrolífera integrada. O ingresso do Estado no setor visava suprir a deficiência dos grupos privados e a sua forma de atuação foi inspirada em experiências latino-americanas que se contrapunham à dominação dos trustes, como o México, a Argentina e o Uruguai, as que tiveram grande repercussão e influenciaram os dirigentes brasileiros na definição da política brasileira de petróleo.

Em 1941, resultado dos trabalhos do CNP se descobriu o campo de Candeias, no

⁴¹ Em 1939 quando o DNPM estava em fase de transição foi descoberto petróleo em Lobato, em Salvador. Os trabalhos de pesquisa geológica do CNP compreendiam as regiões de: Bacia Amazônica, Bacia do Paraná e Estado da Bahia. Entretanto, as atividades, assim como os recursos em pesquisa estiveram concentradas nesta última, possibilitando desta forma a industrialização do petróleo através da construção da Refinaria de Mataripe (PIRES, 1996).

⁴² O desenvolvimento das atividades pelo CNP não fez desaparecer o interesse de particulares, que continuaram a pedir concessões para a exploração. Prova disso são os pedidos para participar na exploração de petróleo nos anos 1940, 1941 e 1942 pela *Standard Oil Company of Brazil*, sendo todas as vezes rechaçada (BERCOVICI, 2011).

Recôncavo, configurando-se como o primeiro campo comercial de petróleo brasileiro. Nesse mesmo ano, o general Horta propôs um decreto-lei defendendo o monopólio estatal do refino, justificando – entre outras coisas – que o controle de preços dos combustíveis seria o único meio eficaz para obter os recursos necessários para a prospecção do petróleo (BERCOVICI, 2011). Pode-se verificar que entre 1938-1953, a fonte de financiamento do setor petrolífero se encontrava nos recursos fiscais, a União, os estados e prefeituras cobravam taxas e impostos sobre os derivados importados. Em 1940, a lei 2.615, criou o Imposto único sobre combustíveis e lubrificantes (IUCL), o qual incidia sobre os preços domésticos dos derivados, transferindo 75% de sua receita global ao sector petrolífero (NAVEGANTES DE OLIVEIRA, 1987).

Logo apareceram tentativas de deixar entrar o capital estrangeiro na indústria, revogando a orientação nacionalista de 1938, um deles foi o “Estatuto do Petróleo” do governo Dutra de 1948, não sendo aprovado pelo Congresso. A “Campanha de Defesa do Petróleo”, pelo controle nacional desse bem, iniciada desde 1947 no Clube Militar, era movimento contrário a participação de capitais estrangeiros na exploração de petróleo e derivados.

Já em 1951 foi proposto o Projeto nº 1.516 encaminhado pelo presidente Getúlio Vargas ao Congresso para a criação de uma sociedade de economia mista, em contestação em 1952 foi proposto o Projeto nº 1.595 para a criação da empresa estatal vetando qualquer participação do capital privado, nacional ou estrangeiro. Nessa conjuntura, o CNP oscilava de um polo a outro, do estatismo à abertura ao capital estrangeiro. Finalmente em 1953 foi aprovado o projeto nº 1.516 fazendo-se algumas alterações.

A Tabela 16 mostra o papel ativo jogado pelo Estado, o qual pode ser traçado através das leis, decretos e constituições que foram mudando o marco jurídico legal para a propriedade e exploração de petróleo.

Tabela 16 - Evolução do marco jurídico legal do setor de petróleo,

Data	Lei	Alcance
1824	Ordenanças Filipinas	As minas propriedade da Coroa. A propriedade do subsolo é distinta da propriedade do solo
1891	Constituição Republicana	Instituiu o regime de Acesso, atribuindo ao proprietário do solo também a propriedade do subsolo.
1921	Lei de Minas	Figura do explorador a cargo do Estado
1931	Decreto nº 20.799	Lavra com autorização do Governo
1934	Constituição de 1934 Código de mineração	A constituição separa a propriedade do solo e do subsolo e estabelece o regime de concessões. O código de minas inclui a exploração de petróleo e instituiu formalmente o monopólio estatal.
1937	Constituição de 1937	Jazida propriedade da União
1938	Decreto Lei 395	Legislação nacionalista. Criou-se o CNP
1941	Decreto Lei 3.236	As jazidas de petróleo e gás natural existentes em território nacional pertencem, em caráter imprescritível, ao domínio exclusivo da União.
1946	Constituição de 1946	Permitia que empresas estrangeiras, mesmo em sociedade com nacionais brasileiros pudessem explorar recursos minerais, inclusive petróleo.

Fonte: Elaboração própria a partir de Bercovici, 2011.

4.2. O monopólio estatal do petróleo 1953-1995

4.2.1. A propriedade do petróleo e a gestão da indústria

As Constituições de 1934 e 1937 garantiam a propriedade do petróleo à União, isto possibilitaria ao Estado brasileiro no contexto desenvolvimentista e *keynesiano* a execução de políticas econômicas que incluíssem o monopólio petrolífero e a posterior criação da empresa estatal para exercer controle sobre os recursos petrolíferos. Essa intervenção do Estado na implantação da indústria petrolífera se deu com vistas a promover o desenvolvimento capitalista no Brasil, concebendo a empresa como instrumento de independência econômica do país. E que a solução estatal entendia que só o Estado podia fornecer um abastecimento de energia abundante e com baixos preços necessários à modernização do país (MELO, 1994). Isto porque o movimento nacionalista associava o desenvolvimento petrolífero com a industrialização e a soberania.

Posteriormente, na Constituição Federal (CF) de 1988, a propriedade originária do petróleo passou a ser matéria de índole constitucional, alçando ao nível

constitucional o regime previsto no Código do Petróleo de 1941. A CF definiu apenas a propriedade formal sobre a jazida, que pertence à União, e atribuiu o regime de monopólio sobre as atividades do petróleo, até a edição da Emenda Constitucional de 1995 (DA SILVA, 2005). Dessa forma, a Carta Magna de 1988 assegurava à União – detentora do monopólio, ou aquele agente executor do monopólio, isto é, o executor das atividades de pesquisa e lavra, no caso a PETROBRAS – a apropriação do petróleo extraído.

As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra (Art. 176).

A escolha política entre monopólio estatal ou estímulo ao capital privado, influenciadas pelo debate público e parlamentar, desencadearam na aprovação da Lei nº 2.004, de três de outubro de 1953, o presidente Getúlio Vargas assinava o projeto que criava a Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRÁS⁴³. Essa empresa, que começou atividades em 1954, seria responsável pela execução da política petrolífera através do monopólio estatal do petróleo para pesquisa, exploração, refino do produto nacional e estrangeiro, transporte marítimo e sistema de dutos. Mais tarde, pelo Decreto 53.337, de 23 de dezembro de 1963, o monopólio foi estendido à comercialização e importação de petróleo e seus derivados. O modelo de empresa considerava a propriedade estatal no mínimo de 51% das ações com direito a voto da companhia, constituindo-se numa sociedade de economia mista⁴⁴.

A criação da PETROBRAS foi resultado da evolução do Estado capitalista fundado no modelo industrializador de substituição de importações (ALVEAL, 1994; MARTINEZ, 2004). Como um ator fundamental do sistema capitalista, o papel do Estado na fase do monopólio estatal petrolífero plasmou-se na criação da PETROBRAS, para que esta realizasse o exercício efetivo da propriedade na exploração de petróleo e na geração e apropriação da renda petrolífera. Constituindo-se em importante instrumento de política econômica do Estado, foi criada com o desafio de

⁴³ A empresa herdou bens e direitos do CNP, avaliados em cerca de 165 milhões de dólares e produção de 3.000 barris por dia, situação bastante precária, considerando-se que a companhia estatal mexicana, PEMEX, nascera em 1938, com um acervo de 500 milhões de dólares e produção de 100.000 b/d (PETROBRAS, 1983). A palavra PETROBRÁS levou acento até o ano 1994.

⁴⁴ Segundo Bercovici (2011), a sociedade de economia mista tem por características essenciais a não exclusividade de capital público, a necessidade de ter a sua criação autorizada por lei e a forma de sociedade anônima.

encontrar petróleo e abastecer o mercado interno, sendo dotada legalmente de recursos financeiros para o cumprimento das funções que lhe foram atribuídas, tendo desde os inícios autonomia considerável, assim como benefícios fiscais.

Os tributos e contribuições destinadas à PETROBRAS para integralizar seu capital foram: 15% do IUCL, até o ano de 1962; impostos de importação e consumo sobre automóveis e sobre a remessa de valores para o exterior, extinto este em 14 de agosto de 1957; as contribuições obrigatórias de proprietários de veículos terrestres, aquáticos e aéreos, até 1957, de acordo com determinada tabela, recebendo os contribuintes, em contrapartida, ações preferenciais e obrigações da empresa. Em 1962, os tributos e contribuições legais representavam somente 2% das receitas da Petrobras: 98% provinham das próprias atividades industriais e comerciais da empresa.

Posteriormente à criação da Petrobras, o Senado e depois a Câmara dos deputados tentaram extinguir o monopólio estatal do petróleo. Contudo, os embates que a empresa recebia no plano interno e externo, catalisariam o surgimento de uma identidade própria visando ganhar autonomia relativa, inclusive tecnológica (ALVEAL, 1994). A partir de 1960, a indústria petrolífera no Brasil tomou forte impulso, conseguiu se consolidar no campo operacional ampliando a produção de óleo bruto, ampliou o parque nacional de refino, deu início à implantação do ramo petroquímico, aparelhou o sistema terrestre de distribuição, aumentou a frota de petrolíferos e equipou terminais marítimos (PIRES, 1996). Segundo Pires (1995), entre 1954 e 1992 a PETROBRAS foi responsável pela economia de US\$ 182 bilhões em divisas e US\$ 80 bilhões em investimentos. Entre 1980 e 1992, a empresa encomendou US\$ 13 bilhões em máquinas, dos quais 85% foram a empresas brasileiras.

Durante a etapa do monopólio, em 1975, no governo do presidente Ernesto Geisel abriu-se a exploração de petróleo à iniciativa privada com 243 contratos de serviço com cláusulas de risco, entre a PETROBRAS e as companhias privadas, com o argumento de compensar a falta de capital externo e a falta de conhecimento geológico. Do total de contratos, 156 foram com companhias estrangeiras e 87 companhias nacionais, sem grandes resultados na Bacia de Santos e Potiguar (CUNHA, 1995; DIAZ, 1993; LUCCHESI, 1998). Apenas uma descoberta comercial foi feita sob esta modalidade, a do campo de Merluza, a cargo da empresa Pecten, subsidiária do grupo Shell (LEITE, 1997). Finalmente, diante da abertura política e a pressão da sociedade civil, a nova Constituição Federal de 1988 proibiu a assinatura deste tipo de contratos. Este tipo de contrato colocou em discussão a titularidade das bacias, pois alguns

consideravam que este desrespeitava o monopólio da União estabelecido pela Lei 2.004, enquanto outros achavam que se tratava de uma modalidade de execução indireta do monopólio da PETROBRAS (CUNHA, 1995).

A Tabela 17 apresenta a evolução do desempenho da PETROBRAS entre 1954 até 1995. O faturamento bruto da empresa passou de US\$ 624 milhões, em 1964, a US\$ US\$ 20 bilhões, em 1995.

Tabela 17 - PETROBRAS em grandes números.

Item	1954	1964	1973	1977	1979	1989	1992	1993	1994	1995
Faturamento bruto* ^a	-	624	3003	9708	13059	13873	15818	18029	18361	20447
Investimento*	14	133	631	1645	1916	1942	2350	2164	2290	3046
Lucro líquido*	-	-	336	852	507	160	56	673	1743	586
Recursos humanos	-	34885	31901	42227	45472	60028	51683	51228	50295	46226
Reservas provadas de óleo milhões de barris	15	674	768	1094	1248	2795	3623	3798	4144	4823
Produção de óleo milhões b/d ^b	3	91	171	160	166	596	628	643	668	692
Importação de óleo	3	214	705	816	1003	592	528	400	474	439

Fonte: PETROBRAS.

* US\$ milhões correntes.

(a) Valores de acordo com a legislação societária

(b) Inclui óleo de xisto a partir de 1984.

O incremento das atividades, aquisições e investimentos da PETROBRAS, refletiu-se no aumento do seu peso na economia e de seu papel no sistema industrial do país. Historicamente, a atuação da empresa não representou um elevado impacto no PIB, porém suas atividades foram essenciais para garantir o crescimento econômico. O valor do que a estatal produziu e o impacto de seus investimentos e gastos na economia chegou a representar durante a década de 1970, fase de expansão da economia nacional, aproximadamente 1,6% do Produto Interno Bruto (PIB) e desde a década de 1980 mais de 2% (Gráfico 4).

Gráfico 4 - Participação da PETROBRAS no PIB do Brasil, 1955-1995.

Fonte: PETROBRAS.

4.2.2. Estrutura produtiva e geração da renda petrolífera

Durante a maior parte do século XX, o Brasil era um produtor marginal e um consumidor moderado de petróleo, até que o aprofundamento do seu sistema industrial passou a exigir quantidades mais importantes deste recurso e de seus derivados, aumentando a dependência externa destes⁴⁵. Para atender ao processo de industrialização e urbanização do país, constituído em motor do crescimento da produção petrolífera⁴⁶, a estrutura produtiva do setor petrolífero se orientou a intensificar os trabalhos de exploração, do incremento do número de refinarias e de suas capacidades de processamento. Destacando os seguintes fatos, a indústria estatal de petróleo nasceu com reservas bastante reduzidas resultando ineficientes para atender a demanda interna de derivados na época, sendo que a produção estava concentrada na Bahia. Até que, em 1968 se encontrou o campo de Guaricema em Sergipe, esse mesmo ano foi realizada a primeira perfuração na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ). A descoberta de petróleo em Garoupa aconteceu em 1974, seguido pelos campos

⁴⁵ Motivos que explicam o aumento bastante acentuado no consumo de derivados de petróleo foram: crescimento populacional, difusão de hábitos de consumo de derivados, processo de urbanização e industrialização, implantação da tração diesel nas vias férreas, aumento de transporte rodoviário e aeroviário.

⁴⁶ Em 1954, PETROBRAS tinha um volume de produção de 995 mil barris, em 1980 de 66 milhões de barris e em 1995 de 253 milhões de barris. O incremento da produção se viu acompanhado do incremento das reservas provadas de petróleo. Entre os países da América Latina, a produção de petróleo mexicano em 1982 representou 44,1%, do Brasil 4,4% e da Venezuela 30,4% (BP, 2011).

gigantes de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador⁴⁷. O óleo nacional foi caracterizado como do tipo pesado.

É assim que para abastecer o mercado interno o país absorvia a quase totalidade da sua produção nacional, pois desde 1958 e em determinados anos começou a exportar quantidades insignificantes de petróleo, complementando a demanda através da importação de quantidades crescentes de petróleo e derivados⁴⁸, contudo desde finais da década de 70 houve uma redução progressiva da dependência externa⁴⁹. O Brasil não apresentava a estrutura de países exportadores da região como a Argentina, México ou Venezuela, orientando a exploração dos recursos para a economia interna.

Na década de 1970, em um contexto de grandes expectativas de crescimento econômico nacional e ao mesmo tempo um ambiente de altos preços de petróleo, observou-se que desde 1977, as reservas de petróleo se incrementaram com o início da exploração comercial da Bacia de Campos, no campo de Enchova. A produção de petróleo que passou por uma estagnação até 1979, a partir desse ano tomou impulso sendo em grande escala, embora se tratasse de petróleo pesado. No caso das importações, estas alcançaram o pico mais alto de 367 bilhões de bep, no ano 1979. A posterior contração das importações na primeira metade dos anos 80 coincidiu com o ajuste da demanda posterior ao segundo choque do preço de petróleo. A partir de 1985, o volume de compras externas passou a delinear uma tendência de aumento moderado, que se prolongou até 1996 (Gráfico 5).

⁴⁷ Essas descobertas foram resultado de um intenso programa de perfurações, no qual cabe destacar o papel do Centro de pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), criado pelo governo brasileiro em 1963, como alternativa diante da dependência externa de tecnologia na indústria petrolífera.

⁴⁸ Na década de 1970 quase 90% do petróleo importado chegava principalmente do Oriente Médio, posteriormente a internacionalização da empresa permitiu diversificar seu número de provedores. Contribui para isso a criação da Petrobras Internacional (BRASPETRO), em 1972.

⁴⁹ Em 1965 a produção nacional abastecia 28% da demanda de derivados de petróleo e em 1985 chegou a 56%, (PETROBRAS, 2003).

Gráfico 5 - Evolução da produção, importação, exportação e reservas provadas de petróleo bruto.

Fonte: BEN, IBGE.

Na década de 1970 os investimentos estavam concentrados no processamento de petróleo, principalmente importado. Na década de 1980, para reduzir a dependência da importação os investimentos se orientaram a E&P, criou-se o PROCAP⁵⁰ para ampliar pesquisas em exploração de petróleo a maiores profundidades. Entretanto, investimentos neste segmento perderam participação relativa na década de 1990. Cabe mencionar que, o incremento do preço internacional de óleo bruto de US\$ 2,49/b em 1970 a US\$ 30,3/b em 1979, produto das crises de 1973 e 1979, viabilizaram e movimentaram os investimentos da PETROBRAS no segmento *upstream* (Gráfico 6).

⁵⁰ Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, criado em 1986, investindo em pesquisa e desenvolvimento P&D, orientando para isso 1% do faturamento da empresa.

Gráfico 6 - Investimentos da PETROBRAS, 1970-1996.

Fonte: PETROBRAS.

É importante ressaltar que na formação da cadeia produtiva de petróleo, a nacionalização de equipamentos petrolíferos teve destaque. A PETROBRAS assumindo a industrialização do Brasil por meio da estratégia de substituição de importações, encontrou maneiras de estimular a fabricação de equipamentos em território nacional. Impulsionou a política de nacionalização de equipamentos, para assumir o fornecimento de bens de capital à empresa, articulando o setor privado (ALVEAL, 1994). Surgia assim, a empresa estatal como dinamizadora do capital privado. Esse esforço nacionalizante levou a que no final da década de 1980, a empresa reduzira a sua dependência de capital estrangeiro e comprara cerca de 90% de equipamentos e materiais de abastecedores brasileiros (FURTADO, 2002).

4.2.3. Geração da renda petrolífera

Por se tratar de uma indústria integrada e não possuir o volume suficiente para exportar grandes quantidades de petróleo, a produção nacional do recurso ia para as refinarias da PETROBRAS. O objetivo principal das atividades comerciais da empresa era abastecer o consumo de derivados através da manutenção de preços de venda muito baixos, atendendo as necessidades do país, fosse por meio da produção nacional, fosse pelo petróleo importado, de tal forma que obter lucro não era a sua meta direta. Neste ponto, cabe ressaltar que, uma empresa de propriedade governamental poderia escolher

entre operar com uma lucratividade normal ou inclusive subnormal, nessa situação, não se poderia falar de renda, pois esta não se geraria.

No caso da PETROBRAS, no entanto, por se tratar de uma empresa mista desenvolveu um *ethos* empresarial privado que visa atingir lucro e um *ethos* político institucional que objetiva alavancar o desenvolvimento de competências do capital privado doméstico e viabilizar outros objetivos sistêmicos para o capital como um todo (ABRANCHES, 1980; ALVEAL, 1994). Dessa forma, se bem obter lucro não era a sua meta direta, a PETROBRAS tinha que atingir o lucro médio e/ou lucro acima deste para poder viabilizar suas operações. Isso mostra a estrutura de preços montada no Brasil que utilizando o sistema de *cost-plus*, remunerava as diferentes etapas da cadeia petrolífera, dessa forma os preços foram formados em cada etapa da cadeia da indústria, sendo um processo que dependeu da estrutura da indústria e sua regulação.

A PETROBRAS gerou sua renda petrolífera principalmente no mercado nacional, derivada do controle monopólico do mercado, tendo o setor de refino⁵¹ assumido a remuneração do preço do óleo produzido internamente. Como o petróleo nacional era um dos componentes dos preços dos derivados, este estava em relação direta com a “Política de Formação de Preços dos Derivados de Petróleo”⁵². A fórmula de cálculo desses preços mudou em diferentes oportunidades sendo estabelecida pelo CNP até a data da sua extinção, em 1990, quando foi substituído nesse mesmo ano pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

Dessa forma, para entender a geração da renda petrolífera se analisou a composição dos preços dos derivados (Tabela 18), especificamente dos itens: preço de realização e preço de faturamento, por incluir em ambos os casos os custos do petróleo nacional e importado. O preço de realização foi estabelecido pela Lei nº 4.452 de 5 de novembro de 1964. Segundo Navegantes de Oliveira (1987), o preço de realização expressava o custo *CIF* do petróleo importado e a margem bruta de refino, sendo rateado entre os derivados segundo critérios arbitrados pelo CNP. Em outras palavras representava o custo de produção do produto em questão, por incluir em ambos os casos o custo do óleo nacional e importado.

⁵¹ Esta atividade desempenhou um papel central na lógica de integração vertical da indústria petrolífera, constituindo-se no pivô viabilizador da estratégia de linha reta da indústria (ALVEAL, 1994).

⁵² Brandão (1998) esclarece que o preço dos derivados de petróleo foi parte de uma regulação mais ampla da indústria nacional de petróleo, na qual os preços ex-refinaria foram estabelecidos na base de uma regulação que tentou cobrir os custos de abastecimento e uma adequada margem de lucro para PETROBRAS.

Tabela 18 - Formação de preços dos derivados de petróleo.

Preços	Componentes
Preço de realização (PR) ⁵³	CRf+MRf
Preço de faturamento (PF)	PR+ALUP+IM(ICMS,PIS,COFINS,Previdência social, IOF e royalties)
Preço da distribuidora (PD)	PF+MD+CD+IM(ICMS,PIS,COFINS,IOF)
Preço de venda ao consumidor (PV)	PD+MR+CR+IM(ICMS,PIS,COFINS,Previdência social,IVVC)

Fonte: SATHLER, 2000.

Esclarecendo que, o mecanismo do preço de realização, destinava-se a ressarcir à PETROBRAS despesas relativas ao custo do petróleo processado importado e nacional e, gastos operacionais e administrativos para gerar o derivado (custo de refino, CRf), além de assegurar a rentabilidade das refinarias (margem relativa à atividade de refino, MRf). Por sua vez, sobre o preço de faturamento da refinaria foram implementadas por ações diretas, a equalização de preços; os subsídios cruzados; a conta petróleo; derivados e álcool, dentre outros (SATHLER, 2000). Assim, o governo interferiu na política de preços que envolvia o mercado de petróleo e seus derivados, seja através de políticas pautadas no tabelamento e na uniformização de preço em todo o país, seja por decreto-lei, criando ou extinguindo conselhos e departamentos. Esses preços foram usados para diferentes propósitos e até mesmo como instrumentos de política macroeconômica, no combate à inflação.

A estrutura de preço do petróleo do país produtor não exportador que consome toda a sua produção, como o Brasil, comparada aos países produtores exportadores foi diferente, pois como afirma Brandão (1998) não dependia de sua qualidade, como no mercado internacional. Para que o petróleo nacional fosse remunerado era contabilizado através do preço de realização dos derivados (o preço do petróleo de importação⁵⁴), ou seja, que o preço do petróleo importado constituiu-se como preço regulador. Isto se explica devido a que a quase totalidade do petróleo bruto e dos derivados demandados pelo país eram importados, estabelecendo-se que o petróleo bruto de importação fosse quem determinasse o preço do petróleo nacional. O preço de importação, segundo Brandão (1998) foi tomado como referência sem descontos por diferenças de qualidade entre os produtos importados e os óleos locais.

Cabe mencionar, que dados sobre a estrutura de custos da produção do barril de

⁵³ O imposto único acrescido ao preço de realização, formava o chamado “Preço Ex-Refinaria”.

⁵⁴ Na importação de óleo bruto há o acréscimo dos custos de frete e de impostos à importação.

petróleo brasileiro são confidenciais, dificultando uma percepção mais clara da geração da renda nesse segmento e, embora o custo do óleo nacional não fique facilmente explicitado, este era inferior ao internacional e superior comparado aos grandes produtores do Oriente Médio. Segundo dados do BM, em 1970, o custo do barril de petróleo na Arábia Saudita foi de US\$ 0,09, no Brasil US\$ 0,22 e nos Estados Unidos US\$ 0,37. Dados sobre o custo de descoberta (*finding cost*) ou denominado custo de reposição de reservas são apresentados na Tabela 19, os custos da PETROBRAS comparados aos de 16 *majors* petrolíferas no mundo são inferiores.

Esse custo tem várias definições, mas as consultoras citadas utilizam a razão entre os investimentos em exploração e em desenvolvimento da produção e as adições às reservas provadas de óleo equivalente, num determinado período de tempo. Entendendo que as empresas de petróleo precisam repor as quantidades produzidas de suas reservas para manter a capacidade operacional. Várias consultoras que analisam o desempenho das companhias de petróleo costumam utilizar este custo como medida do nível de eficiência na descoberta de novas reservas.

Tabela 19 - Custo de reposição de reservas – PETROBRAS x 16 majors do petróleo

Companhias	Período	US\$/boe
PETROBRAS	1990-1994	2,94
16 <i>majors</i> *	1989-1993	
Nos EUA		9,94
Fora dos EUA		5,77
No mundo		5,39

Fonte: PETROBRAS and finding cost and reserves replacement result 1979/1993,

Texto, Donald F. E. Mecca, James J. Goldman Sachs, maio de 1994.

*Excluindo compra de reservas.

Através do Gráfico 7, tenta-se mostrar como o excedente petrolífero se gerou na produção e no uso do petróleo nacional no segmento de refinação. No segmento de produção de petróleo, o excedente petrolífero neste caso de US\$ 11,11/b se gerou da diferença entre o custo de produção do óleo nacional e o preço de petróleo importado, considerado neste caso como preço regulador. No uso do petróleo, o preço de sua importação determinava o preço nacional, o qual tinha como base de referência o seu custo e a remuneração da extração do óleo bruto no território brasileiro, resultando em um custo de produção de petróleo superestimado. Cabe mencionar que, esse excedente

pago à PETROBRAS se conseguiu pela ação da empresa, independentemente de a quanto foi vendido o barril à refinadora. Contudo, o excedente petrolífero a considerar está determinado pela diferença entre o custo do barril e o preço de importação.

Gráfico 7 - Geração de excedente na produção e uso de petróleo.

Fonte: Elaboração própria.

Para evitar que o excedente gerado entre o preço do petróleo importado e o preço do petróleo nacional fosse negativo, ou seja, preço nacional superior ao importado coube ao CNP fixar e regular o preço do petróleo nacional e os preços dos derivados tendo como já se mencionou ao preço de referência como teto. Garantindo dessa forma a existência de excedente que remunerar o petróleo produzido internamente. Por outro lado, segundo Sathler (2000), o preço de realização se desenvolvia, à época, ao nível do custo de oportunidade, relativamente alto no Brasil, dada sua grande distância dos centros mundiais de produção e consumo de petróleo, que levava a um alto custo CIF de importação. Este processo, para Brandão (1998), acabava gerando uma aparente distorção, uma vez que se, por exemplo, o petróleo produzido no país fosse pesado e o importado leve, a regulação elevaria o valor do petróleo interno até o maior preço CIF do petróleo leve mais caro. Tal medida se justificava ao passo que esta visava estimular a produção do petróleo nacional através de incentivos de preços, levando ao desenvolvimento das atividades de exploração e produção.

Conseguimos realizar uma aproximação pautados por alguns anos, nos quais existem dados e/ou referências em relação ao custo de produção do óleo nacional. Foram utilizados como referência os custos de produção determinados pelo Banco

Mundial, na sua base de dados *Oil and Gas Rents* com dados desde 1970 até 2008, baseados na média de custos de produção do *Inter American Development Bank* (IADB, 1981). Esses dados consideram o custo de extração (*lifting cost*) e o custo de descoberta (*finding cost*).

A Tabela 20 apresenta a evolução do excedente gerado pela PETROBRAS no mercado interno, o qual foi crescente ao longo do período analisado, acumulando entre 1970-1995 o montante de US\$ 51 bilhões. Enquanto predominou a produção *on-shore*, o custo do petróleo nacional garantiu um ganho adicional, por outro lado a elevação do custo de produção experimentada nos anos que começou a explorar na plataforma continental não afetou o excedente, já que o preço do barril importado se manteve em alta.

Tabela 20 - Excedente petrolífero gerado no mercado interno, com custos do BM.

Ano	Preço CIF do petróleo bruto US\$/b	Custo do petróleo nacional US\$/b	Excedente barril US\$/b	Volume de produção mil barris	Excedente total US\$ mil
1970	2,12	0,22	1,90	59.470	112.993
1971	2,67	0,21	2,46	55.954	137.647
1972	2,93	0,22	2,71	53.627	145.329
1973	3,88	0,23	3,65	55.968	204.283
1974	12,55	0,29	12,26	59.898	734.349
1975	12,27	0,44	11,83	54.709	647.207
1976	12,97	0,53	12,44	40.048	498.197
1977	13,51	0,65	12,86	48.765	627.118
1978	13,65	0,80	12,85	56.754	729.289
1979	18,36	0,99	17,37	60.426	1.049.600
1980	30,72	2,47	28,25	65.991	1.864.246
1981	36,59	3,38	33,21	72.454	2 406 197
1982	35,35	4,40	30,95	86.692	2.683.117
1983	31,93	4,79	27,14	120.018	3.257.289
1984	30,88	4,75	26,13	168.812	4.411.058
1985	30,32	5,42	24,90	199.450	4.966.305
1986	15,35	5,08	10,27	208.822	2.144.602
1987	19,67	4,66	15,01	206.488	3.099.385
1988	13,81	4,79	9,12	201.392	1.836.695
1989	18,56	4,85	13,71	217.269	2.978.758
1990	23,37	4,65	18,72	230.144	4.308.296
1991	19,95	4,76	15,19	227.345	3.453.371
1992	18,89	5,03	13,86	229.817	3.185.264
1993	15,98	4,73	11,25	234.792	2.641.410
1994	15,46	4,59	10,87	243.831	2.650.443

1995	15,78	4,67	11,11	252.951	2.810.286
------	-------	------	-------	---------	-----------

Fonte: Navegantes de Oliveira (1987), baseado em dados da PETROBRAS;

BM, 2008; IBGE.

A Tabela 21 mostra de forma mais detalhada a composição do custo final do barril equivalente de petróleo (boe), que inclui o custo operacional de extração (materiais, pessoal, serviços de terceiros e outros custos), os *royalties*, o custo de amortização de investimentos (amortização dos investimentos em exploração e desenvolvimento da produção), pesquisa tecnológica, *overhead* (custos gerais) e custos financeiros. Se na estrutura do custo de produção de um barril de petróleo considerássemos somente o capital e trabalho, neste caso os custos operacionais de extração e o custo de amortização de investimentos, ter-se-ia que o custo por barril é de US\$ 14,0 no ano 1989, ao invés de US\$ 16,74/b. Nos anos posteriores foram US\$13,96 em 1990, US\$12,19 em 1991, US\$12,34 em 1992, US\$12,43 em 1993 e US\$11,87 em 1994. Esse é o custo que mais se aproximaria ao cálculo do excedente, verificando proximidade com os custos do BM para esses anos.

Segundo análise realizada pela consultora *Ernest & Young*, que auditou os custos da Petrobras em 1992, no período 1989-1994 os custos médios de produção foram decrescentes, sendo essa redução atribuída a vários fatores, cabendo destacar: o aumento da produção no período, o intenso programa de redução de dispêndios com pessoal, a modificação na metodologia de apuração dos custos financeiros, a alteração no sistema de apropriação de custos e a modificação referente a custos de materiais.

Tabela 21 - Auditoria de custos de petróleo – 1989- 1994 (US\$/BOE¹)

Descrição de custo	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Materiais (2)	1,38	1,35	0,61	0,55	0,59	0,72
Pessoal (2)	1,98	1,83	1,67	1,78	2,10	2,17
Serviços de terceiros (2)	2,34	2,17	1,86	1,80	1,91	1,63
Outros custos (2)	0,71	0,48	0,34	0,54	0,47	0,48
Amortização da exploração (3)	2,53	2,73	2,51	2,42	2,33	2,40
Amortização da produção (3)	5,06	5,40	5,20	5,25	5,03	4,47
Custo de produção	14,00	13,96	12,19	12,34	12,43	11,87
Pesquisa tecnológica	0,28	0,18	0,30	0,21	0,26	0,29
Overhead total	0,87	0,85	1,14	0,98	1,04	1,03
Custo financeiro	1,13	0,92	0,79	0,40	0,27	0,22
Custo total	16,28	15,91	14,42	13,93	14,00	13,41
Royalties (4)	0,46	0,62	0,54	0,39	0,43	0,47

Custo final de BOE	16,74	16,53	14,96	14,32	14,43	13,88
---------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Fonte: Petrobras (Auditoria Ernest & Young até 1993).

- (1) Moeda corrente
- (2) Custos operacionais de extração. Outros custos = serviços públicos, alugueis, encargos, alocações, impostos e taxas.
- (3) Custos de amortização de investimentos
- (4) Barril de óleo equivalente (óleo e gás natural)

Na prática o excedente gerado se reduz à diferença entre o custo de produção e o preço de importação de um barril de petróleo, como exposto na Tabela 20. Dizemos na prática, pois conceitualmente, o excedente resulta da acumulação do diferencial de custos (renda diferencial) e da expressão da valorização do caráter privado da propriedade das jazidas de petróleo (renda absoluta). Estes componentes do excedente são reconhecidos quando se analisa a exportação do petróleo. Já que como visto no período do monopólio estatal da indústria, e dada a orientação da produção para o abastecimento do mercado interno, tendo como preço regulador do mercado ao preço de importação do barril, só permite se falar de excedente.

O excedente petrolífero se gerou em montante menor no mercado externo dado o contexto internacional de preços baixos, que entre 1953 a 1972 se manteve na média de 2 dólares por barril; dessa forma, as possibilidades de obter lucro suplementar ou excedente eram pequenas. Em 1957, iniciam-se as exportações, com a venda do petróleo extraído do Recôncavo baiano, caracterizado pelo seu alto teor parafínico e seu elevado custo, realizando esforços para exportá-lo a um preço igual ou superior ao preço pago pelo óleo bruto importado (EPEA, 1977).

O volume da exportação era reduzido, tendo alguns anos parado o seu comércio, no ano 1976 se atingiu o maior volume de exportação de 20 milhões de barris, correspondendo a um excedente de US\$ 257 milhões. Observa-se na Tabela 22 que, a renda petrolífera se gerou quando a PETROBRAS exportava a preços internacionais e o custo do petróleo exportado era inferior ao produtor menos eficiente, no caso os Estados Unidos, esse diferencial de custo gerou renda diferencial. A renda absoluta se determinou pela diferença entre o preço marginal dos EUA e o preço internacional de petróleo, o que permitiu a este país captar uma renda. O excedente petrolífero nos anos de exportação entre 1970 a 1988 foi de US\$ 1 bilhão. Nesse caso a renda é uma transferência de mais-valia desde o exterior ao país exportador.

Tabela 22 - Renda gerada na exportação de petróleo, 1970-1988

Ano	Custo Nac. US\$/b	Preço EUA US\$/b	Preço Inter. US\$/b	Volume Export. mil barris	Renda diferencial US\$/b	Renda absoluta US\$/b	Excedente total mil US\$
1970	0,22	0,37	1,80	468	0,15	1,43	739
1971	0,21	0,35	2,24	5.518	0,14	1,89	11.201
1972	0,22	0,35	2,48	7.568	0,13	2,13	17.104
1973	0,23	0,37	3,29	6.151	0,14	2,92	18.822
1974	0,29	0,49	11,58	4.855	0,20	11,09	54.813
1975	0,44	0,72	11,53	7.931	0,28	10,81	87.955
1976	0,53	0,87	12,80	20.976	0,34	11,93	257.376
1977	0,65	1,06	13,92	9.925	0,41	12,86	131.705
1978	0,80	1,32	14,02	1.773	0,52	12,70	23.439
1980	2,48	4,07	36,83	442	1,59	32,76	15.183
1981	3,40	5,60	35,93	5.439	2,20	30,33	176.931
1982	4,40	7,24	32,97	8.158	2,84	25,73	233.074
1983	4,80	7,90	29,55	375	3,10	21,65	9.281
1988	4,80	7,81	14,92	1.372	3,01	7,11	13.885

Fonte: Elaboração própria baseado em dados de BP, BM e IBGE.

O excedente gerado no mercado interno e em alguns anos no mercado externo resultou no excedente total de US\$ 55 bilhões entre 1970 e 1995. Sendo que nesse mesmo período o dispêndio com importação de petróleo e derivados foi de US\$ 122 bilhões, poderia se falar de um déficit de US\$ 67 bilhões (Tabela 23)(Gráfico 8). O excedente total se refere ao gerado no segmento de produção de petróleo, não tendo conseguido fazer um cálculo do excedente gerado no segmento de refinação, embora num primeiro momento esse excedente estivesse dado pelo diferencial entre o custo de referência dos derivados nacionais e o preço dos derivados importados, como preço regulador. O excedente gerado nesse segmento, o mais lucrativo da cadeia, contribuído em parte a cobrir o dispêndio pela importação de petróleo.

Tabela 23 - Excedente total e dispêndio com importação de petróleo

Ano	Excedente interno mil US\$	Excedente externo mil US\$	Excedente total mil US\$	Dispêndio importação US\$ mil	Deficit US\$ mil
1970	112.993	739	113.732	243.273	129.541
1971	137.647	11.201	148.848	363.463	214.615
1972	145.329	17.104	162.433	487.115	324.682
1973	204.283	18.822	223.105	853.383	630.278
1974	734.349	54.813	789.162	2.902.043	2.112.881
1975	647.207	87.955	735.162	3.098.601	2.363.439

1976	498.197	257.376	755.573	3.783.860	3.028.287
1977	627.118	131.705	758.823	3.956.525	3.197.702
1978	729.289	23.439	752.728	4.460.596	3.707.868
1979	1.049.600	-	1.049.600	6.720.456	5.670.856
1980	1.864.246	15.183	1.879.429	9.772.670	7.893.241
1981	2.406.197	176.931	2.538.128	11.289.109	8.705.981
1982	2.683.117	233.074	2.916.191	10.263.608	7.347.417
1983	3.257.289	9.281	3.266.570	8.497.630	5.231.060
1984	4.411.058	-	4.411.058	7.327.355	2.916.297
1985	4.966.305	-	4.966.305	5.903.763	937.458
1986	2.144.602	-	2.144.602	3.320.654	1.176.052
1987	3.099.385	-	3.099.385	4.424.280	1.324.895
1988	1.836.695	13.885	1.850.580	3.545.800	1.695.220
1989	2.978.758	-	2.978.758	3.779.100	800.342
1990	4.308.296	-	4.308.296	5.051.500	743.204
1991	3.453.371	-	3.453.371	4.321.200	867.829
1992	3.185.264	-	3.185.264	4.096.900	911.636
1993	2.641.410	-	2.641.410	4.363.500	1.722.090
1994	2.650.443	-	2.650.443	4.148.200	1.497.757
1995	2.810.286	-	2.810.286	4.759.000	1.948.714
Total	53.582.734	1.051.508	54.589.242	121.733.584	67.099.342

Fonte: Elaboração própria com cálculos próprios e dados do BEM e IBGE.

Gráfico 8 - Excedente petrolífero e dispêndio com importação.

Fonte: Elaboração própria.

Como já mencionado o excedente estimado e apresentado na Tabela 23 considerou somente os custos diretos de produção do barril de petróleo, contudo o preço

do barril nacional tinha como referente ao barril importado, reportando sempre excedente, que foi apropriado pela PETROBRAS. No período 1974-1980 gerou-se excedente por barril produzido a favor da empresa, posteriormente essa diferença foi para o Fundo Especial de Reajuste (FER), criado em maio de 1980 e administrado pelo CNP. Em 1974 o preço do petróleo nacional foi de US\$ 4,54/b, tendo como preço regulador o barril importado na média de US\$ 12,55/b, gerando um excedente de US\$ 8,01/b e um excedente total de US\$ 480 milhões (NAVEGANTES DE OLIVEIRA, 1987)(Tabela 24). Valor inferior se comparado ao excedente estimado para esse ano de US\$ 734 milhões.

Tabela 24 - Excedente petrolífero (US\$/b)

Ano	Preço CIF do petróleo bruto US\$/b	Preço de produção nacional¹ US\$/b	Excedente Barril US\$/b	Volume de produção Mil barris	Excedente total US\$ mil
1974	12,55	4,54	8,01	59.898	479.783
1975	12,27	7,50	4,77	54.709	260.962
1976	12,97	7,50	5,47	40.048	219.063
1977	13,51	7,50	6,01	48.765	293.078
1978	13,65	7,50	6,15	56.754	349.037
1979	18,36	14,90	3,46	60.426	209.074
1980	30,72	14,90	15,82	65.991	1.043.978
1981	36,59	20,00	16,59	72.454	1.202.012
1982	35,35	20,00	15,35	86.692	1.330.722
1983	31,93	20,00	11,93	120.018	1.431.815
1984	30,88	20,00	10,88	168.812	1.836.675

Fonte: Navegantes de Oliveira (1987), baseado em dados da PETROBRAS.

O preço engloba os custos de produção e a remuneração da atividade de prospecção.

Assim, a geração de excedentes na cadeia de produção por parte da PETROBRAS— realizadas as aproximações no segmento de produção de petróleo, principalmente no mercado interno, aliado aos recursos fiscais previstos na Lei n° 2.004— contribuíram para a estruturação da empresa e o dinamismo de seus investimentos. O setor de refino se constituiu como a principal fonte de recursos da empresa, resultado da política de manutenção de preços dos derivados produzidos no país nos mesmos níveis dos derivados importados nos portos brasileiros, acrescidos do imposto único. Dessa forma, o lucro real da PETROBRAS se constituiu da taxa de remuneração da atividade de refino e da taxa de remuneração como produtora de

petróleo, sendo reinvestida nas atividades básicas da empresa, assim a enorme lucratividade da atividade petrolífera se encarregaria de tornar a empresa autofinanciável. O grau de autofinanciamento permitiu a redução gradativa do peso relativo do IUCL, o financiamento do setor foi de 43,7% em 1955, 54,1% em 1960 e 76,2% em 1965, enquanto a participação do IUCL no total de recursos da empresa era de 38,4%, 28,7% e 18,9% respectivamente (NAVEGANTES de OLIVEIRA, 1987).

É importante destacar que a ação direta do Estado na implantação dos preços dos derivados considerou promover, através de mecanismos de ajustes de preços, políticas macroeconômicas de crescimento e desenvolvimento social. Dessa forma, a política de preços buscou atender objetivos, tais como o de desenvolver determinados setores industriais; financiar o incremento da oferta de petróleo; remunerar investimentos; arrecadar tributos; assegurar o abastecimento nacional; desenvolver o uso de fontes renováveis de energia; ajudar a desenvolver as partes menos industrializadas do país que distam de grandes centros produtores; fornecer recursos para o Governo e ajudar a reduzir a inflação etc. Assim, a política de investimentos da empresa (Figura 18) e os preços dos derivados foram poderosas ferramentas utilizadas pelo governo brasileiro para alavancar o desenvolvimento nacional.

Por outro lado, dada a alta importação de petróleo e derivados, o Brasil contribuiu na geração da renda internacional de petróleo, através da transferência de excedente econômico aos países dos quais comprava o recurso, no período 1954-1995 o dispêndio foi de US\$ 166 bilhões (Gráfico 9). Na década de 1970 seu principal abastecedor foi Oriente Médio, cabe mencionar que em 1974, o país era o maior importador de petróleo entre os países em desenvolvimento e sétimo em escala mundial, sendo necessários cerca de 40% das exportações brasileiras para pagar a importação somente desse produto (FARES, 2007). Já na metade da década de 1980 o Brasil diversificou seus fornecedores sendo estes: Venezuela, México, Angola e China.

Gráfico 9 - Valor em dólares das importações de petróleo cru

Fonte: Elaborado com dados do IBGE e da ANP.

4.2.4. Apropriação da renda petrolífera

No período do monopólio estatal da indústria do petróleo, a União proprietária do recurso, através da PETROBRAS, era quem apropriava e distribuía a maior parte da renda petrolífera gerada na produção e uso do petróleo, entre os estados e municípios produtores e posteriormente confrontantes, os acionistas da empresa, a empresa e órgãos do governo federal. A apropriação do excedente gerado pela PETROBRAS se dava através do pagamento de *royalties*, aos estados e municípios produtores de petróleo. E pela arrecadação de tributos diretos (PIS⁵⁵, COFINS⁵⁶) e indiretos (ISS⁵⁷, ICMS⁵⁸, IPI, I.I.⁵⁹), contribuições legais e subsídios, no segmento de refino.

⁵⁵ Em 1970, o governo criou o Programa de Integração Social.

⁵⁶ Em 1991, foi introduzida a Contribuição para financiamento da seguridade social, baseada numa participação de 2% sobre a receita operacional bruta das empresas.

⁵⁷ Em 1977, contribuições para o Instituto de seguridade social começaram a ser pagos sobre o preço da gasolina e do diesel.

⁵⁸ Imposto sobre valor adicionado, o Imposto sobre circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal.

⁵⁹ Imposto de importação para o petróleo e derivados. Até julho de 1991, o petróleo era isento do imposto de importação. A tarifa que começou em 11% mudou a 19% em setembro de 1991 e 38% em janeiro de 1993, tendo como base de cálculo seu preço cif.

4.2.4.1. Royalties

O pagamento de *royalties* se estabeleceu para satisfazer interesses regionais, já que no processo de criação da PETROBRAS se discutia a repartição do imposto único e outros recursos gerados entre a União, estados e municípios, ao mesmo tempo em que surgiam discussões entre estados produtores e consumidores. Isto devido a que o projeto inicial de Vargas considerava a participação acionária da União, estados e municípios (BERCOVICI, 2011). Esclarecemos o uso do termo *royalties*, explicando que a terminologia empregada na legislação brasileira para se referir ao pagamento pela exploração e produção de petróleo, denominou-se de “indenização” entre 1953 até 1989 e de “compensações financeiras” até 1997⁶⁰. Tanto indenizações, como compensações financeiras representam a natureza jurídica dos *royalties*.

O governo federal exerce a propriedade e controle sobre o petróleo, o pagamento das indenizações e posteriormente compensações financeiras, efetuado pela PETROBRAS a quem correspondia, configurava-se como meio de arrecadação governamental, no qual os principais beneficiários das receitas decorrentes da produção em terra foram os estados e municípios, pela afetação das atividades da produção de petróleo, mas acima de tudo procurando satisfazer interesses regionais com a política nacional do petróleo. A disputa pelo excedente resultante do petróleo extraído no mar começou quando este passou a considerar exclusivamente a União, em 1969, e assim como surgiu a demanda pela descentralização das indenizações nas décadas de 1970 e 1980 (SERRA, 2005).

Resultado disso, a Lei de 1985, considerou na repartição das indenizações pagas pela extração no mar aos estados e municípios confrontantes e desde 1989 aos municípios onde se localizam instalações de embarque e desembarque de petróleo e GN. Quando a produção de petróleo acontecia no mar, beneficiava aos órgãos do governo federal: Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), Ministério da Educação (MEC), CNP e Ministério da Marinha. Em 1985 criou-se o Fundo Especial de Petróleo, através do qual participam dos benefícios da exploração de petróleo no mar, os estados e municípios não produtores deste recurso. A Constituição de 1988 em seu parágrafo 1º, do artigo 20 institui a favor dos estados, distrito federal e municípios a participação como compensação financeira no resultado da exploração de petróleo e gás

⁶⁰ A partir desse ano se usou o termo *royalties*, percentual fixo, aplicado sobre o valor bruto da produção.

natural.

§ 1º - “É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração”.

Esta determinação foi vista como uma espécie de compensação aos governos das regiões produtoras de petróleo, por estas não receberem uma parcela do ICMS incidente sobre as operações interestaduais com petróleo e derivados, totalmente destinada aos estados consumidores (AFONSO e GOBETTI, 2008). A Tabela 25 organiza a evolução da legislação referente a cobrança de *royalties*, observa-se que modificações foram feitas alterando o critério de sua distribuição.

Tabela 25 - Evolução da legislação referente à cobrança de royalties

Legislação	Alíquota	Distribuição
Lei 2.004, de 1953	Indenização 5% (alíquota básica) sobre o valor extraído em terra.	80% Estados 20% municípios
Lei 3.257, de 1957	Indenização 5% petróleo extraído em terra.	4% para Estados e Territórios, e 1% para municípios.
Decreto Lei 523, de 1969	Indenização 5% petróleo extraído em terra. Indenização 5% petróleo extraído no mar.	Estados e municípios União (2,5% DNPM, 2,5% MEC).
Decreto Lei 1.288, de 1973	Indenização 5% petróleo extraído no mar.	5% ao CNP
Lei 7.453, de 1985	Indenização 5% sobre o valor do petróleo extraído no mar.	1% Governo Federal (Ministério da Marinha) 3% estados e municípios confrontantes 1% Fundo especial de petróleo-FEP (80% FPM, 20% FPE)
Lei 7.990, de 1989	Compensação financeira 5% petróleo extraído em terra.	3,5% estados produtores 1,0% municípios produtores 0,5% municípios onde se localizaram instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de

	Compensação financeira 5% petróleo extraído no mar.	óleo bruto e/ou GN. 1,5% estados confrontantes com poços. 1,5% municípios confrontantes com poços 0,5% Ministério da Marinha 0,5% FEP 0,5% municípios onde se localizam instalações de embarque e desembarque de petróleo e GN.
--	--	---

Fonte: Elaboração própria a partir de Serra (2005), Afonso e Gobetti (2008).

No período do monopólio estatal, a lei estabelecia também quanto ao destino que os estados e municípios deveriam dar aos recursos captados pelos *royalties*. Até 1985, a legislação previa que estados e municípios deveriam aplicar as indenizações – preferentemente⁶¹ – na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias. A partir dessa norma, o escopo de aplicação dos *royalties* se alarga, incluindo gastos com abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico (SERRA, 2005). O Decreto nº 1/1991 vedaria a aplicação das compensações financeiras na aplicação em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

O Fundo Especial de Petróleo (FEP) foi dividido entre todos os Estados, Territórios e Municípios, cujos recursos foram administrados pela Secretaria de Planejamento da Presidência da República (SERPLAN). No período do monopólio estatal, a receita dessas participações foi insignificante quando comparada com a receita pública nacional (e não muito diferente para os estados produtores), já que a produção de petróleo era inexpressiva. O montante desses *royalties* só passaria a crescer depois de 1997.

A Tabela 26 mostra qual teria sido o montante captado pelo pagamento de *royalties* para os anos 1989 a 1994 e sua relação com o excedente petrolífero total. Em 1994 os *royalties* representaram 4% do excedente petrolífero. O cálculo se fez usando dados em relação a *royalties* por barril da Tabela 21.

⁶¹ A Lei 7.525/86 previu a substituição do termo –preferentemente – pelo termo –exclusivamente –, no que diz respeito à destinação dos recursos provenientes dos *royalties*.

Tabela 26 - Montante de royalties 1989-1994.

Ano	Royalties mil US\$	Como % do excedente petrolífero
1989	99.943,7	3,35%
1990	142.689,4	3,31%
1991	122.766,4	2,55%
1992	89.628,7	2,81%
1993	100.960,7	3,82%
1994	114.600,5	4,32%

Fonte: Elaboração própria.

4.2.4.2. Componentes do preço dos derivados

a) Alíneas: As primeiras alíneas de (b) até (g) foram instituídas pelo Governo a partir da Lei 4.452/64, como um componente do preço de faturamento da refinaria para que pudesse cobrir os custos de distribuição das empresas distribuidoras. Como uma medida sistema de equalização de preços promovendo um sistema de distribuição socialmente justo.

Através do pagamento da alínea “g” que estava incorporada ao preço dos derivados, essa parcela era transferida aos estados produtores de petróleo para pagar os royalties pela extração *on-shore* do óleo bruto estabelecidos por Lei em 6% do preço do petróleo nacional. O recolhimento desta alínea era feito pelo CNP, o qual respondia pela administração dos recursos.

b) FUP: Frete de uniformização de preços, criado em novembro de 1984 e extinguido em 1998. Foi um componente de preços incluído somente nos preços da gasolina, diesel e lubrificantes. Para cobrir o custo de transporte e financiar o regime de equalização de preços de todo o país para a gasolina, diesel, GLP, querosene e combustível de aviação.

A PETROBRAS administrava os recursos que permitiam a equalização dos preços dos derivados. Com os recursos arrecadados, a PETROBRAS primeiro ressarcia as companhias distribuidoras pelo custo do transporte incorrido por elas e repassava os recursos na intenção de subsidiar o álcool (SATHLER, 2000).

4.2.4.3. Impostos

Por ser a etapa de refino, a mais lucrativa da cadeia de produção é aqui onde se aplicaram e concentraram os impostos, como componentes na formação do preço final de derivados, especificamente do preço de faturamento, porém a participação dos impostos petrolíferos nos ingressos governamentais e no PIB do país era pouca. Por outra parte, a tributação sobre os derivados estava claramente relacionada ao desenvolvimento do setor rodoviário.

a) IUCL: Foi a principal fonte de arrecadação tributária do Governo Federal proveniente do setor petrolífero, aplicado sobre os derivados, tendo mudado a sua base de cálculo em alguns anos (Tabela 22). Esse imposto pode se caracterizar como não transferível, já que terminou gerando uma apropriação da renda por parte do Governo Federal. Também, 40% da arrecadação do IUCL foi destinado a ampliar os orçamentos estaduais e municipais.

A contribuição deste imposto foi determinante para a entrada em atividade da PETROBRAS, em 1954, já que foi financiada com 25% dos recursos arrecadados, através do Fundo de Pesquisa de Petróleo⁶². No período 1955-1961, a participação média do IUCL nas fontes de recursos fiscais da PETROBRAS foi de 76% (SATLHER, 2000). Contudo, a sua participação no incremento do capital da empresa desapareceu em 1977, porém a sua existência foi até o ano 1988, quando foi substituído por dois novos tributos arrecadados pelos estados e municípios, o ICMS e o IVVC.

Este imposto era considerado pela PETROBRAS dentro das despesas de operação e se constituiu numa reserva a ser utilizada na amortização dos investimentos em pesquisa e exploração e também para melhoria nas unidades de refinação de suas refinarias (LEI, 1964).

A Tabela 27 sintetiza a legislação e a evolução da base de cálculo do IUCL. Quando este imposto passou a incidir sobre o preço de realização dos derivados, constituiu o chamado “preço ex-refinaria”.

⁶² Este fundo foi eliminado, em 1966.

Tabela 27 - Legislação do IUCL

Legislação	Imposto	Arrecadação
Lei 2.004, de 1953	IUCL (Imposto único sobre combustíveis líquidos e lubrificantes).	25% da receita do IUCL deveria financiar o incremento de capital da PETROBRAS até 1957.
Lei 2.975, de 1956	IUCL ficou como imposto <i>ad-valorem</i>	A base do imposto era o custo <i>cif</i> de importação dos derivados. 15% financiar incremento de capital da empresa.
Lei 4.452, de 1964	Nova base do IUCL	Preço de realização dos derivados deveria ser a nova base do IUCL. Sobre o petróleo processado nas refinarias brasileiras (custo <i>cif</i> médio de importação)
Lei 61, de 1966	Alteração na base do IUCL	Imposto calculado como uma proporção do custo <i>cif</i> médio de importação do petróleo no trimestre anterior. 14,4% para aumentar capital da PETROBRAS.
1974		Proporções dos tributos reduzidas em 50% (gasolina <i>premium</i>) e 74% diesel.
1980	Alteração na base do IUCL	IUCL deveria ser igual ao custo <i>cif</i> de importação do petróleo em 31 de janeiro de 1980.
Lei 7.451, de 1985	Alteração na base do IUCL	IUCL se tornou proporção imposta sobre os preços finais dos derivados.

Fonte: Elaboração em base a dados de Satlher, 2000.

A distribuição da receita deste imposto é apresentada na Tabela 28, observa-se que até o ano 1966 aproximadamente 79% do IUCL foi destinado ao Fundo rodoviário nacional⁶³. O modal rodoviário no Brasil respondia, em 1950, a apenas 38% do transporte de cargas nacionais e em 1960 respondia por 60% da matriz nacional de transportes, percentual que se mantém até a atualidade (IPEA, 2011). A partir de 1967 os setores rodoviário e ferroviário continuaram a receber recursos para seu desenvolvimento. No entanto, após da criação do Fundo nacional de desenvolvimento (FND), em 1974, os recursos arrecadados pelo IUCL se concentraram neste, assim entre 1977-1979 representou 42% e em 1982 a sua vinculação ao setor rodoviário foi extinta.

⁶³ Criado em 1937 e extinto em 1998. Através deste fundo os Estados passaram a receber regularmente verbas específicas destinadas à construção, conservação e melhoramento das estradas.

Tabela 28 - Distribuição da receita do IUCL, 1954-1984, em %.

Especificação	1954/ 1955	1956/ 1963	1964/ 1965	1966	1967/ 1972	1973/ 1975	1976	1977/ 1979	1980/ 1984
Fundo rodoviário nacional	75	75	89	76,2	-	-	-	-	-
Fundo de pesquisas de petróleo	25	15	-	14,4	-	7,0	-	-	-
Rede rodoviária federal	-	10	11	9,4	-	-	-	-	-
Fundo federal de desenvolvimento ferroviário	-	-	-	-	15,2	8,0	15,2	-	-
Departamento nacional de estradas e rodagem	-	-	-	-	39,5	39,5	39,5	11,8	-
Estados e distrito federal	-	-	-	-	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Municípios	-	-	-	-	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Nuclebrás	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	2,6	-
Sistema aeroviário nacional	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	2,6	-
Departamento Nacional de produção mineral	-	-	-	-	1,3	1,3	1,3	1,0	-
Ministério de Minas e energia	-	-	-	-	-	0,2	-	-	-
Fundo nacional de desenvolvimento	-	-	-	-	-	-	-	42,0	-
Secretaria de planejamento-SERPLAN	-	-	-	-	-	-	-	-	60,0

Fonte: Navegantes de Oliveira, baseado em dados da Legislação do Petróleo, 1987.

b) ICMS: Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação. Constitui-se num imposto sobre valor adicionado, que os estados instituíram, como determinado na Constituição Federal de 1988, ano que entrou em vigor. A CF descentralizou as arrecadações dos tributos sobre derivados.

O tratamento tributário previsto na CF, no artigo 155, §2º, inciso X, alínea “b”, dispõe que, o ICMS “não incidirá” sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica. Assim, os estados produtores não se beneficiam desse tributo e sim o fazem os estados consumidores.

c) IVVC: Imposto sobre vendas a varejo de combustíveis líquidos e gasosos, com exceção do diesel. Instituído pelos municípios no Art. 156 da CF, com uma alíquota de 3%. Foi extinto em 1996.

d) PIS: Programa de integração social, instituída pela Lei complementar nº 7, de 07 de setembro de 1970. A contribuição era baseada numa participação sobre a receita operacional bruta da empresa, que segundo o Art. 1º estava destinado a promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas. Esse programa foi executado mediante Fundo de Participação, constituído por depósitos efetuados pela empresa na Caixa Econômica Federal. Segundo a Lei complementar nº19 de 1974, os recursos gerados por este programa unificados com o PASEP seriam destinados, preferencialmente, a programas especiais de investimentos elaborados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).

Contribuições sociais:

e) COFINS: A Contribuição para Financiamento da Seguridade Social foi instituída pela Lei complementar nº70 em 1991, baseada numa contribuição de 2%, incidindo sobre o faturamento mensal, assim considerado a receita operacional bruta das empresas, neste caso a PETROBRAS.

f) FND: Fundo nacional de desenvolvimento, cota criada pelo governo em 1986 para ajudar a financiar os investimentos necessários para o desenvolvimento da economia nacional. As contribuições compulsórias foram impostas a todos os consumidores de combustíveis de ciclo Otto (gasolina e álcool automotivo) e proprietários de motocicletas.

Em 1993, a arrecadação do ICMS e das contribuições sociais eram equivalentes a 70% e 22% do total de receitas de tributação dos derivados. O governo federal reteve 36% do total de receitas de tributação dos derivados (sua participação nos *royalties* mais o imposto de importação mais as contribuições sociais), os estados 44% (sua participação nos *royalties* mais arrecadação do ICMS) e os municípios 20% (sua participação nos *royalties* e na parte do ICMS repassado pelos estados). Nesse ano, os derivados de petróleo foram responsáveis por 4,3% da receita fiscal total da União e por 12,4% da arrecadação de ICMS dos estados (SATLHER, 2000).

Outros impostos vinculados:

g) Alíneas: De (i) até (n) criadas pela Lei 4.453, existiram entre 1970 e 1979. Foram arrecadados sobre os derivados no sentido de financiar investimentos governamentais, especialmente no desenvolvimento de programas sobre fontes de energia renováveis.

Em 1980 se eliminam as alíneas de (i) até (n) e se criam dois novos tributos vinculados, alíneas (C) e (D) que, em conjunto com as alíneas (A) e (B) duraram até 1983. Os recursos captados por essas alíneas foram destinados para:

- Financiar o Programa de Mobilização Energética (81%);
- Investir na exploração de petróleo *off-shore* pela PETROBRAS (4,1%);
- Investimentos da Eletrobrás para desenvolvimento de novas tecnologias (4,5%);
- Nuclebras e CNEN (7,6%);
- Fundo nacional para mineração (1,4%);
- Recursos para pesquisa mineral pela PETROBRAS (1,4%).

Cabe mencionar à Conta Petróleo, criada pela Lei nº 4.452, de 05/11/1964. Era um fundo que recebia créditos de alíquotas estabelecidas pelo Ministério da Fazenda, sobre os preços dos combustíveis. Para financiar os subsídios à produção de álcool e ao transporte e estocagem de combustíveis. A PETROBRAS arrecadava recursos por meio da Parcela de Preço Específica (PPE), diferença entre o preço de venda do combustível pela estatal e o valor efetivamente recebido por ela. A empresa atuava como agente financeiro, assim o débito nessa conta, representava em um custo adicional para ela.

4.2.4.4.Subsídios

No Brasil, como parte da política de fomento à industrialização PETROBRAS além de garantir o suprimento de derivados, também os vendeu a preços baixos. O que quer dizer que a renda petrolífera se canalizou aos consumidores mediante o subsídio no preço interno dos derivados e do petróleo importado, constituindo-se como uma das peças-chave para fortalecer a demanda do mercado interno. Os subsídios aos consumidores podem se entender como uma renda que existiu e não existiu para a PETROBRAS, pois no final foi arcado por ela. No caso do petróleo vendido às refinarias a um preço inferior ao que se poderia obter no mercado internacional, isto aconteceu através do subsidio dólar-petro (taxa de cambio inferior) embutido no custo do petróleo importado, sendo esse excedente apropriado pelos consumidores.

Por outro lado, o subsídio governamental às vendas internas, tanto de petróleo importado como sobre determinados derivados foi um instrumento de política econômica do governo para impulsionar a política de substituição de importações e a industrialização do país. Cabe mencionar que nem sempre o DNC/CNP fazia ajustes levando em conta a inflação. Transferiu-se recursos a empresas, esferas e setores econômicos para permitir um maior processo de acumulação de capital. Em sua aplicação a alguns derivados foi compensado pelo aumento de preços em outros derivados não subsidiados, ou seja, houve uma transferência de renda entre consumidores. O subsídio energético total se determinava de subtrair ao valor de consumo de derivados calculado com preços internacionais, o valor do mesmo consumo calculado a preços internos.

5. O MODELO LIBERAL DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO

No presente capítulo foram abordados os modelos de concessão petrolífera implantado em 1997 e de partilha de produção aprovado em 2010 para explorar o petróleo do pré-sal. Considerando as alternativas propostas em matéria de propriedade do recurso, tendo como fio condutor da análise a geração e apropriação do excedente. Contudo, não se pretendeu realizar uma análise exaustiva da quantificação do excedente, principalmente no modelo de concessão, e sim uma aproximação, atraindo a atenção acerca de como a disposição da riqueza social, constitui um indicador do tipo de modelo de organização da indústria petrolífera que em determinado momento histórico, dispõe do controle sobre as riquezas petrolíferas.

5.1. Modelo de concessão

5.1.1. A propriedade do petróleo e a gestão da indústria

Enquanto a maioria dos países da América Latina foram condicionados pelo FMI e o BM a aplicar as receitas neoliberais na década de 70 e 80— transferindo ativos estatais para os capitais privados internacionais em áreas-chave da economia—, no Brasil aconteceu em um momento posterior e no setor petrolífero começou em 1990, destacando a privatização de algumas subsidiárias, a flexibilização do monopólio exercido pela estatal PETROBRAS e a constituição de um Estado regulador-fiscalizador.

O “Programa Nacional de Desestatização” (PND) do Presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC), para o crescimento e desenvolvimento do Brasil, através da Emenda Constitucional nº09⁶⁴, de novembro de 1995, quebrou o monopólio da PETROBRAS, o qual estava garantido pela Constituição de 1988. Teve-se como argumento a carência de recursos para investir na exploração e produção petrolífera, permitindo a participação de empresas nacionais e estrangeiras nas atividades econômicas vinculadas ao monopólio estatal do petróleo (exploração, produção e

⁶⁴ A Emenda constitucional foi aprovada primeiramente pela câmara dos deputados e posteriormente pelo Senado baixo garantias de não privatizar a PETROBRAS.

refino)⁶⁵. Essa medida foi instituída pela Lei 9.478/1997, Lei do Petróleo, que além de introduzir concorrência em todos os segmentos, eliminou os subsídios, desregulou os preços e instituiu a agência reguladora, Agência Nacional do Petróleo (ANP)⁶⁶ e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Cabe destacar que bem se flexibilizou o monopólio da PETROBRAS na exploração do petróleo, manteve-se o monopólio da União sobre o petróleo constando tanto na Emenda Constitucional, como na Lei do Petróleo, determinando a titularidade dos direitos de propriedade da União com relação aos hidrocarbonetos. Assim estipula o artigo 3º da Lei do Petróleo, sobre o exercício do monopólio.

“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”.

A Lei do Petróleo estabeleceu a gestão da indústria brasileira de petróleo baseada no modelo de concessão, no qual as concessionárias contratadas pela União conseguem ingresso ao setor *upstream*, mediante licitações reguladas pela ANP através da elaboração de editais para a realização de leilões de blocos, tornando-se proprietárias do petróleo produzido na área explorada. Como explicitado no artigo 26 de Lei do Petróleo:

“A concessão 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 extraído, com os encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes”.

A legalidade deste tipo de modelo, em relação à propriedade do recurso, tem originado muitos pareceres, na opinião de Bercovici (2011 p. 295) o fato de o petróleo ser um bem público de uso especial e ser monopolizado pelo Estado (artigos 20, IX e 177 da Constituição de 1988) ficaria contrariado caso o concessionário ficasse como proprietário do produto da lavra, sendo inconstitucional conforme a Constituição de

⁶⁵ Outros argumentos se referiam ao petróleo como *commodity* política, não tendo sentido a manutenção de bacias sedimentares inexploradas (FIOROTTI, 2005 p. 122), de tal forma que as jazidas deveriam ser exploradas o mais rápido possível, pois não teriam mais nenhum significado estratégico para o país (BERCOVICI, 2011). O petróleo passou de ser enxergado como um bem estratégico a ser visto como um bem comercial.

⁶⁶ Implantada no ano 1998, pelo Decreto 2.455. No ano 2005 passou a ser chamada de, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

1988. Contrariamente a esta visão, segundo Fiorotti (2005 p. 258) com a descoberta de petróleo, a União transfere a propriedade destes recursos aos concessionários que obtiveram êxito na lavra dos campos depois da passagem pelo ponto de medição, respeitando, assim, o sistema dominial estabelecido na Constituição Federal de 1988. Contudo, cabe destacar que no modelo de concessão, a propriedade sobre o recurso é do concessionário, pois somente cedendo o recurso extraído se possibilita o aproveitamento econômico deste, o que por onde se analise vai de encontro ao do estipulado na Carta Magna. Inclusive o artigo 60 da Lei do Petróleo, permite ao concessionário exportar petróleo que produziu. Então, a adoção deste modelo na indústria brasileira de petróleo é inconstitucional.

Por outro lado, a PETROBRAS manteve os direitos de propriedade nas áreas de produção em que já estava atuando e continuou tendo a maior presença na produção, o que constituiu um mercado aberto com importante presença estatal. Porém como já mencionado, a aprovação da Lei do Petróleo esteve condicionada à não privatização da PETROBRAS, contudo o governo de FHC, em agosto de 2000⁶⁷, através do BNDES promoveu a privatização parcial da empresa. Isso através da venda de cerca de 180 milhões de ações ordinárias que estavam sob controle da União Federal: 39,7% desse total foram adquiridos no Brasil e 60,3% foram para investidores internacionais, basicamente para o mercado norte-americano. Em 2001 a União reduziu a sua participação para 32,53% no capital social total da empresa e 55,71% nas ações ordinárias com direito a voto. As ações vendidas representaram a arrecadação para o Tesouro Nacional de US\$ 3,5 bilhões, proporcionando, à época, o aumento na sua base acionária de 22.707 novos acionistas, incluindo fundos de investimentos que reuniram 337.314 investidores no Brasil e 10 mil no exterior (PETROBRAS, 2009).

Esse fato, segundo Bercovici (2005), teria tornado a atuação acionária da empresa muito mais voltada para interesses comerciais, não necessariamente estratégicos, do que já vinha sendo feito até então. A nova Lei estabeleceu um papel distinto à Petrobras, que no ano 2000 iniciou sua transição para uma empresa integrada de energia (eletricidade, GN, bicom bustíveis e energias renováveis) com a alteração do Estatuto Social da empresa, especificamente no artigo nº 3, o que se materializou a partir do “Plano Estratégico de 2003”. A visão no horizonte 2010 desse plano afirmava

⁶⁷ A partir do dia 10 agosto desse ano, a PETROBRAS passou a ter “*American Depositary Shares-ADRs*” representativas de ações ordinárias negociadas na Bolsa de Valores de *New York*, após registro na *Securities and Exchange Commission* – SEC (EUA).

essa tendência:

“A PETROBRAS será uma empresa de energia com forte presença internacional e líder na América Latina, atuando com foco na rentabilidade e responsabilidade social”.

No novo modelo implantado na indústria, a PETROBRAS passou a receber o mesmo tratamento previsto para as demais empresas privadas em processos licitatórios, salvo em situações de empate, apresentando-se como vencedora. Por outro lado, as empresas privadas optaram por realizar atividades individualmente ou em parceria com a PETROBRAS, nesta última para compartilhar o risco envolvido, e também para aproveitar a experiência acumulada no conhecimento geológico e no domínio de tecnologia *offshore* da empresa no segmento *upstream*. Dessa forma, dentro do programa de licitações internacionais promovidas pela ANP, desde 1999, companhias petrolíferas nacionais e internacionais desenvolvem atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; até o ano 2010 atuavam 79 grupos econômicos na indústria, dos quais 39 são de origem brasileira e 40 de origem estrangeira (provenientes de 21 países) (Figura 19). Cabe mencionar que o período da concessão para a produção de petróleo e gás é de 27 anos.

	Grupo (1)	Origem (2)	Atividade (3)	Operador (4)	Não Operador		Grupo (1)	Origem (2)	Atividade (3)	Operador (4)	Não Operador
1	Aloes/Silver Marlin	Brasil	AM, BE, CP	X	X	41	Orteng	Brasil	AM, BE, CP	X	X
2	Anadarko	EUA	BE, CP	X	X	42	Panergy	Brasil	AM, CP	X	
3	Arcadis	Holanda	AM, CP		X	43	Partex	Islas Cayman	BE, CP	X	X
4	Arclima	Brasil	AM, CD	X		44	Perenco	Reino Unido	BE	X	
5	Aurizônia	Brasil	BE, CP	X	X	45	Petro Latina	Singapur	BE		X
6	BG	Reino Unido	BE	X	X	46	Petrobras	Brasil	BE, CD, CP	X	X
7	BP	Reino Unido	BE, CP	X	X	47	PetroRecôncavo	Brasil	BE, CP	X	
8	Brasoil	Brasil	BE, CD, CP	X	X	48	Phoenix	Brasil	BE, CD, CP		X
9	BrazAlta	Canada	BE, CP	X	X	49	Pioneira	Brasil	AM, BE, CP	X	X
10	CEMIG	Brasil	BE		X	50	Proen	Brasil	AM, CD	X	
11	Cheim	Brasil	AM, CP	X		51	Quantra	Brasil	BE, CD		X
12	Chevron-Texaco	EUA	BE, CP	X	X	52	Queiroz Galvão	Brasil	BE, CD, CP	X	X
13	Codemig	Brasil	BE		X	53	RAL	Brasil	AM, BE, CP	X	
14	COMP/Imetame	Brasil	BE	X	X	54	Repsol YPF	Espanha	BE, CD, CP	X	X
15	Const. Cowan	Brasil	BE	X		55	Rich	Canada	BE	X	
16	Dover	Canada	BE		X	56	Rio Proerg	Brasil	AM, CD	X	
17	EBX	Brasil	BE	X	X	57	Severo & Villares	Brasil	AM, CP	X	
18	Ecopetrol	Colômbia	BE		X	58	Shell	Reino Unido	BE, CD, CP	X	X
19	Egesa	Brasil	AM, CP	X		59	Sinochem	China	BE, CP		X
20	El Paso	EUA	BE, CD, CP	X	X	60	Sinopec	China	BE		X
21	Engepet	Brasil	AM	X		61	Sipet	Brasil	BE, CP	X	X
22	ENI Group	Itália	BE	X		62	SK	korea	BE, CP		X
23	ERG	Brasil	AM, CP		X	63	Sollita	Brasil	AM, CD	X	
24	Eromanga	Austrália	BE		X	64	Somoi/Serena	Angola	BE		X
25	Esso	EUA	BE	X		65	Sonangol	Angola	BE, CD, CP	X	X
26	Forbes & Manhattan	Canada	BE		X	66	Sotreq	Brasil	BE, CP	X	
27	Galp Energia	Portugal	BE, CD	X	X	67	Statoil	Noruega	BE, CP	X	X
28	Genesis 2000	Brasil	AM, CP	X		68	STR	Brasil	BE	X	x
29	Gran Tierra	Canada	BE	X		69	SynergyGroup	Panama	BE, CD, CP	X	
30	Hess	EUA	BE		X	70	TDC	EUA	BE, CP		X
31	HRT	Brasil	BE	X		71	TotalFinalElf	França	BE, CD		X
32	Inpex	Japão	BE, CP		X	72	UBX	Brasil	BE, CD, CP	X	
33	Integral	Colômbia	BE	X		73	UTC	Brasil	BE, CD, CP	X	
34	Karoon	Austrália	BE	X		74	Vale	Brasil	BE		X
35	Koch	EUA	AM, BE, CD, CP	X	X	75	VB	Índia	BE		X
36	Lábrea	Brasil	BE		X	76	Vibrapar	Brasil	BE		X
37	Maersk	Dinamarca	BE	X	X	77	Vitória Ambiental	Brasil	BE	X	
38	Norse	Noruega	BE, CD, CP	X	X	78	W.Washington	Brasil	BE, CP	X	
39	Odebrecht	Brasil	BE, CP	X		79	Woodside	Austrália	BE		X
40	ONGC	Índia	BE, CP	X	X						

Figura 19 - Relação de concessionárias em E&P, 2011.

Fuente: ANP, 2011.

5.1.2. Aproximação ao montante do excedente petrolífero

5.1.2.1. Estrutura da capacidade produtiva da indústria de petróleo

O intenso programa de investimentos em exploração de petróleo iniciado na década de 1970, pela PETROBRAS, sustentado no desenvolvimento de tecnologia *offshore* para exploração em profundidades cada vez maiores, permitiu o incremento constante das reservas⁶⁸, sendo acompanhado pelo crescimento da produção, induzido pelo aumento do consumo nacional. Consequentemente, o modelo de concessões herdou uma estrutura produtiva que vinha sendo construída há muitos anos e se

⁶⁸ Segundo a Portaria ANP nº 9, de 21/01/2000, as reservas totais de petróleo resultam da somatória das reservas provadas, prováveis e possíveis.

consagrou quando no ano 2005, o modelo geológico desenvolvido ao longo de décadas iria mostrar a possibilidade de haver muito petróleo na camada de Pré-sal da bacia de Santos (RJ), no Bloco-S-10 (Parati). Essa descoberta colocou o Brasil, no ano 2010, na 12ª posição no ranking mundial de países produtores de petróleo, e na 15ª posição entre os países com maiores reservas provadas do mundo e 2º na América Latina (ANP, 2011). A vinculação do Brasil ao mercado petrolífero internacional foi principalmente pela sua condição de importador de petróleo e derivados, sendo que a sua exportação de petróleo tem mostrado uma tendência crescente em anos recentes, mas ainda insignificante na concorrência internacional.

No Brasil existe um total de 38 bacias sedimentares, das quais 29 são as principais, abrangendo uma área de 7,5 milhões de km², correspondendo 5 milhões de km² às bacias em terra e 2,5 milhões km² na plataforma continental. A Figura 20 ilustra a disponibilidade geográfica dos recursos petrolíferos em território brasileiro.

Figura 20 - Bacias sedimentares brasileiras.

Fonte: ANP, 2009.

Do total de reservas provadas de petróleo no país, as maiores se encontram na Plataforma Continental, representando 93,6% e 6,4% em terra. A principal bacia é a de Campos, por concentrar 87,8% das reservas provadas *offshore* e 82,2% das reservas totais de petróleo (ANP, 2011). Em contraste, as reservas em terra se têm mantido estancadas, o Nordeste vem perdendo participação pelo esgotamento de diversos campos antigos, principalmente nos Estados de Alagoas e Espírito Santo. No final de 2011, o território brasileiro detinha um total de aproximadamente 15,1 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo (óleo e condensados), sendo que para a evolução do nível das reservas contribuíram os trabalhos de exploração na área do pré-sal e pós-sal.

Portanto, a maior parte da produção no país vem de campos marítimos, com domínio da bacia de Campos, sendo o estado do Rio de Janeiro responsável por 81% da produção marítima e 74% da produção nacional. Segundo dados da ANP (2011), no final de 2010, 319 campos estavam em fase de produção e reportaram 750 milhões de barris de petróleo, sendo que a PETROBRAS tem quase o monopólio da produção, na faixa de 90% do total e o controle nos campos de maior produção, Roncador, Marlim Sul e demais (Figura 21).

Figura 21 - 20 maiores campos produtores de petróleo.

Fonte: ANP, 2011.

Figura 22 - Produção de petróleo por concessionário, 2011.

Fonte: ANP, 2012.

Outras, inclui 49 concessionários.

Tanto a redução do volume de importações⁶⁹, como o incremento das exportações⁷⁰ (Gráfico 10) estiveram ligadas ao aumento da oferta nacional de petróleo bruto e derivados, que passou de 622 milhões de barris em 1998 para 757 milhões de barris em 2011, um incremento de 22%. A partir do ano 1999, o crescimento da produção de petróleo tipo Marlim gerou excedentes exportáveis; em 2011, os principais envios de petróleo foram para a América do Norte, que respondeu por 32% do volume total exportado; Canadá com 10% e Estados Unidos com 90%. Outra região de destino das exportações constitui a Ásia-Pacífico, destacando a China. Desde o ano de 2002 se acentuou a brecha entre importações e exportações. Dessa forma, observa-se que a partir do ano 2006 existe superávit físico, que nesse ano foi de 12.4 milhões de bep e a partir do ano 2009 o país teve superávit comercial, de US\$ 165 milhões.

No ano 2006, a operação da plataforma FPSO (*Floating Production Storage Offloading*) P-50 no campo gigante de Albacora Leste consolidou a autosuficiência do país na produção de petróleo, alcançando os 630 milhões de barris. Essa nova situação permitiu ao país conseguir sua estabilidade macroeconômica, num cenário em que o preço do petróleo superou os 100 dólares. No entanto, o país ainda importa petróleo do tipo leve para realizar a mistura.

⁶⁹ A essa redução das importações, a partir de 1998, contribuiu a adequação do parque de refino ao processamento de cru intermediário.

⁷⁰ O petróleo exportado é de tipo pesado, produzido na sua maioria na bacia de Campos e tratado seguindo as especificações comerciais.

Gráfico 10 - Evolução da exportação, importação, produção e reservas provadas de petróleo.

Fonte: EPE, BEN.

Do total produzido em 2010, 66% foram de petróleo médio e pesado (APÊNDICE A). Esclarecendo que, o cru produzido no país é composto por 53 correntes, do leve Condensado de Merluza de 58,3° API, ao pesado Fazenda Belém de 12,7° API. A densidade média do petróleo é de 25,23° API e teor de enxofre de 0,53% de seu peso, caracterizado como de baixo teor de enxofre (ANP, 2011). O que demonstra o perfil de menor valor dos óleos brasileiros no mercado internacional, já que incorrem em descontos frente aos marcadores internacionais WTI e Brent (combinação de 15 diferentes tipos de óleos produzidos no mar do Norte). Enquanto em 2011 o barril de petróleo nacional estava em US\$ 96.90, o barril tipo Brent estava US\$ 111.26, o WTI US\$ 95.04 e da OPEP US\$ 107.46.

Nos anos 2010 e 2011, o preço Brent foi superior ao WTI, associadas tanto ao desempenho da economia mundial, em face ao aprofundamento da crise na Zona do Euro, quanto às instabilidades políticas enfrentadas por países exportadores de petróleo. Por outro lado, observa-se que o preço do petróleo brasileiro⁷¹ vem seguindo a mesma

⁷¹ Dando continuidade ao processo de abertura da indústria, a liberalização dos preços de energia no Brasil aconteceu em janeiro do ano 2002, dessa forma a ANP aboliu o controle governamental sobre os mesmos. Depois disso, o preço de referência do petróleo brasileiro registra ao petróleo vendido valorado pelo maior dos seguintes itens: a média ponderada dos preços de venda (sem tributos) do petróleo produzido no campo, praticados pela concessionária no respectivo mês ou um preço mínimo estabelecido

tendência crescente do preço internacional, crescendo 550% entre os anos de 1999 a 2011, uma vez que alcançou o pico de US\$ 83.46 o barril, no ano 2008 e mais recentemente em 2011 (Gráfico 11).

Gráfico 11 - Preço médio de referencia no mercado spot do petróleo.

Fonte: ANP, IBP e OPEP.

A escalada da indústria brasileira de petróleo está vinculada à trajetória da PETROBRAS, sendo um dos aspectos importantes de sua expansão a manutenção de seus investimentos. O Gráfico 12 mostra o incremento progressivo dos investimentos da empresa, concentrados na fase de Exploração e Produção (E&P), responsável por aproximadamente 48% dos US\$ 254 bilhões investidos no período 1997-2011.

pela ANP (Vide Portaria ANP nº206/00) (ANP, 2011). Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*).

Gráfico 12 – Evolução do investimento da PETROBRAS.

Fonte: PETROBRAS.

A partir do ano 2004 os investimentos cresceram significativamente, já que contemplam a grande fronteira tecnológica do setor na exploração e produção em águas ultra-profundas, pelas grandes perspectivas e demanda gerada pelo descobrimento do Pré-Sal (Tabela 29).

Tabela 29 - Investimentos em E&P da PETROBRAS

Período	Investimento em E&P US\$ milhões	Variação em relação ao período anterior
1970-1979	16.181	
1980-1984	25.383	56,9%
1985-1989	14.931	(41,2%)
1990-1994	11.212	(24,9%)
1995-1999	13.396	19,5%
2000-2003	13.756	2,7%
2004-2011	98.928	619,2%
Total E&P	US\$ 193.787	
Total investimentos	US\$ 368.699	

Fonte: PETROBRAS, 2011.

Cabe ressaltar que os investimentos não se refletem em resultados diretos, pois são ganhos tecnológicos gerais para melhorar a capacidade exploratória, perfuração, pesquisa geológica etc., da empresa. Ou seja, que não existe a correspondência anual direta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás natural realizados, com as reservas acrescentadas, como mostrado no Gráfico 13. As reservas acrescentadas são resultado de investimentos de anos passados, o maior gasto de exploração aconteceu no ano 2008, atingindo US\$ 3.494 milhões, entretanto o ano 2003 estabeleceu o maior

volume incorporado de reservas em toda a história da PETROBRAS, 1.577 milhões de barris correspondentes ao índice de reposição de reservas (IRR) igual a 356% (APÊNDICE C).

Gráfico 13 - Associação de custo exploratório e reservas incorporadas de petróleo, 1998-2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS.

A evolução da estrutura da capacidade produtiva da indústria petrolífera dá um leve esboço do dinamismo que adquiriu esse setor no país. Os indicadores petrolíferos básicos: reservas, produção, redução de importações, incremento de exportações e investimentos experimentaram um impulso considerável. Observou-se o ritmo de evolução das reservas e produção coincidente com o incremento das exportações e a diminuição das importações.

O ingresso de novas empresas ao setor *upstream* começou em 1999, quando a ANP leiloou blocos em terra e no mar, as áreas de concessão foram outorgadas com base em estudos geofísicos do pós-sal, no total foram 793 blocos nas dez rodadas realizadas, 490 blocos em terra e 303 no mar. A participação da PETROBRAS⁷² na concessão de blocos em terra é pouca tendo cedido espaço às concessionárias privadas nacionais e internacionais, a maior quantidade de blocos em terra concedidos à empresa foi de 36, de um total de 212 na sétima rodada. Por outro lado, a participação da empresa nos blocos concedidos no mar só foi superior na quinta e na sexta rodadas. As concessionárias privadas nacionais e internacionais têm privilegiado as parcerias com a

⁷² Na rodada zero, no ano 1998, a PETROBRAS ficou com 282 campos, em 115 blocos, tendo assinado 397 contratos de concessão entre blocos e campos em terra e mar.

PETROBRAS, tendo conseguido 175 blocos em terra e mar no total de rodadas. Porém a grande maioria das concessionárias optou por participar individualmente acumulando 395 blocos no total de rodadas em terra e no mar, como mostrado nos Gráfico 14 e 15 (APÊNDICE B).

Gráfico 14 - Blocos concedidos em terra.

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

Gráfico 15 - Blocos concedidos no mar.

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

A polémica das rodadas surge da oposição por parte de políticos, juristas, profissionais da PETROBRAS e sindicalistas, que protestaram em todas as rodadas de licitações, sendo pior quando se mantiveram as regras apesar dos vários descobrimentos

realizados na área do pré-sal (SAUER *et al*, 2010). Assim, mesmo que em setembro de 2005, a perfuração do poço pioneiro na área do pré-sal revelava a possibilidade de encontrar muito petróleo, o modelo de exploração se manteve e as rodadas continuaram executando-se. Mas a participação da PETROBRAS se limitou, ficando em evidência na oitava rodada que introduziu uma regra que limitava a participação de cada companhia participante como operadora de blocos ofertados. Restringia-se a proporção de blocos que a empresa poderia adquirir, argumentando evitar que houvesse a concentração muito grande nas mãos de uma única empresa, a fim de evitar o retorno ao monopólio e a maior competição entre as companhias.

Nesse bojo, a oitava rodada foi suspensa por força de duas liminares judiciais, embora do total de 284 blocos ofertados se tenha conseguido conceder 58 blocos nas bacias de Santos e Tucano do Sul, os restantes foram retirados do processo e através da Resolução da Diretoria ANP nº 593/2012, aprovou-se a devolução das taxas de participação e das garantias de oferta que tinham sido pagas. Por outro lado, na nona rodada, em novembro de 2007, dos blocos escolhidos para realizar a oferta, 41 blocos em torno do campo de Tupi (atualmente Lula) foram retirados, entretanto se mantiveram 11 blocos do arco de Cabo Frio arrematados pela OGX (SAUER *et al*, 2010).

Fazendo a análise da postura dos dois governos que passaram desde a adoção do modelo de concessões, vemos que, no governo FHC foram arrematados 203 blocos: 128 para Petrobras, 23 em parcerias com a PETROBRAS e 52 à companhias privadas. No governo Lula da Silva foram arrematados 706 blocos: 212 para PETROBRAS, 151 em parcerias com a PETROBRAS e 343 à companhias privadas (ANP, 2010) (Gráfico 16 e 17). O modelo de concessão de exploração de petróleo adotado em 1997 foi questionado na Campanha do presidente Lula no ano 2002, a proposta desenvolvida no livro “Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro” considerava como melhor opção o modelo de partilha de produção, por entender que havia certo risco geológico, justificando uma fração maior do excedente econômico em favor do Estado e utilizando a PETROBRAS como seu grande instrumento (SAUER *et al*, 2003). Contudo o modelo não se modificou e como as Figuras 16 e 17 mostram, no governo do ex-presidente Lula se arremataram mais blocos para investidores privados, em número e em área.

Gráfico 16 - Número de Blocos Concedidos pelos Governos nas dez rodadas de licitação.

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

Gráfico 17 - Área Concedida (km²) pelos Governos nas dez rodadas de licitação.

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

5.1.2.2. Geração da renda petrolífera

Como no intento de se explicar no segundo capítulo desta tese, é em virtude do regime de propriedade das jazidas de petróleo, sobre as quais são aplicados os esforços de produção determinando em cada caso uma produtividade diferencial de trabalho, que se gera renda transformada em excedente econômico. É evidente que a natureza política do excedente petrolífero se funde na propriedade nacional das jazidas de petróleo, estabelecidas no art. 20 da Constituição de 1988. Considerando o petróleo como a base natural do lucro suplementar, nesta parte tentaremos explicar como se gera a renda

petrolífera e se realiza uma aproximação quantitativa desta⁷³ na fase do *upstream* da indústria petrolífera no Brasil, que considera exploração, desenvolvimento e produção.

Para poder estimar a renda petrolífera gerada no Brasil deve-se conhecer a estrutura de custo de produção da indústria de petróleo, surgindo o problema pela confidencialidade e complexidade de acesso a esses dados por parte das empresas concessionárias. No mundo, o geral das companhias dividem seus custos em: custo de exploração (*exploration ou finding costs*), custo de desenvolvimento (*development costs*) e custo de produção (*lifting ou production costs*). Outros consideram o custo de aquisição, referidos aos gastos incorridos pelos direitos de explorar, perfurar e produzir óleo e gás natural. No Brasil esse custo estaria relacionado ao pagamento do bônus de assinatura. Além desses custos que intervêm na exploração direta, é necessário incorporarem os dispêndios relacionados à substituição de reservas.

No caso da PETROBRAS os custos incorridos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são contabilizados de acordo com o método dos “esforços bem sucedidos” (*successful efforts*). Esse método determina que os custos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem sucedidos - vinculados às reservas economicamente viáveis - sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia e geofísica sejam contabilizados como despesas no período em que são incorridos, e os custos com poços exploratórios secos e os vinculados às reservas não comerciais sejam registrados no resultado, quando são identificados como tal (PETROBRAS, 2010). Nesse sentido o conceito de custo ao que aqui nos referimos se relaciona diretamente com o de reserva provada⁷⁴.

Para fazer uma aproximação do custo de produzir um barril de petróleo no Brasil, utilizamos dados dos custos médios de extração da PETROBRAS, para o período 1999 – 2011, assim como dados da empresa para realizar o cálculo aproximado do custo de exploração para o mesmo período. Esses dados os consideramos representativos, dado que, aproximadamente 90% da produção de petróleo no país é realizada pela empresa. Assim, tomamos como custos diretos, o custo de exploração e o custo de extração de petróleo, não considerando o custo de desenvolvimento, já que ao

⁷³ A aproximação da renda tem sido realizada por diversos autores para análise da indústria na Argentina e México, considerando diferentes argumentos teóricos, distintos enfoques metodológicos e alternativas de cálculo.

⁷⁴ Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras (ANP, 2011).

utilizá-lo se estaria duplicando partidas de custos. Excluem-se da análise os custos indiretos tais como: gastos financeiros, impostos, participações governamentais e demais gastos vinculados com o funcionamento geral da produção primária de petróleo.

5.1.2.2.1. Custo de extração

A ANP proporciona os custos de extração (*lifting cost*) com e sem participações governamentais. Quando inclui participações governamentais, refere-se aos royalties e participações especiais, como também considera o imposto de renda (IR) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), mas que, para efeitos de cálculo não as incluímos por considerá-las transferências. Essa exclusão foi feita na tentativa de nos concentrarmos, no conceito de excedente, considerando como custos apenas o capital e o trabalho (vivo e morto) aplicados. Cabe mencionar que a estrutura de custo da PETROBRAS se viu modificada, em 1999, quando passou a adotar uma nova metodologia de cálculo do custo médio unitário de extração de petróleo, compatibilizando-o com o padrão utilizado pelas outras grandes companhias de petróleo.

No Gráfico 18 pode se observar que no período 1999-2011, houve um incremento nos custos de extração em nível internacional que, segundo o IPEA (2010), reflete “não somente um cenário de escassez mundial de equipamentos e serviços, como também a fronteira petrolífera em direção a áreas mais inóspitas, no caso brasileiro, a exploração em profundidades cada vez maiores”. Então, a substituição de campos maduros por novos descobrimentos (Pré-Sal, Golfo do México, África ocidental, em águas ultra-profundas) impactaram o *lifting cost* médio internacional que no ano 1999 foi US\$ 3,26/barril e em 2011 US\$ 13,37/barril (E&E, 2009; IPEA, 2010; PETROBRAS, 2011).

No Brasil, o incremento dos custos de extração sem participação governamental aconteceu devido ao incremento do preço do petróleo internacional associado à apreciação do real, assim como à elevação nos gastos com pessoal, afretamento de sondas e outras embarcações para apoio a estas atividades, intervenções em poços, manutenções preventivas e corretivas (ANP, 2010). No caso dos custos, considerando as participações governamentais, o incremento foi devido à elevação do preço de petróleo e, sobretudo, pela maior produção (IPEA, 2010; PETROBRAS, 2011c).

Gráfico 18 - Evolução dos custos de extração no Brasil e no Mundo, 1999-2010 em US\$/b.

Fonte: CVM; EIA, 2002; PETROBRASi.

O mesmo Gráfico 18 ilustra que os custos de extração de petróleo brasileiro são superiores à média internacional, já que a exploração se realiza principalmente no mar, o que tende a encarecer os investimentos. Esses custos mostram condições de produção e produtividade diferencial quando comparados ao Oriente Médio; Estados Unidos; África; Europa; América Latina e Canadá, sendo superiores às grandes reservas e grandes produtores de Oriente Médio, cujo *lifting cost* sem impostos, no ano 2009, foi de US\$ 5,75/boe e inferior ao Canadá que marcou US\$ 14,38/boe, nesse mesmo ano (EIA, 2009).

5.1.2.2.2. Custo de exploração

A PETROBRAS não publica dados em relação ao custo de exploração (*finding cost*), pelo qual se tentou fazer uma aproximação do valor, sendo o problema deste custo é não ter seu cálculo padronizado. Entretanto Johnston (1998) sistematizou alguns enfoques em relação ao cálculo deste:

- a) Finding costs = somente gastos de exploração / reservas acrescentadas (excluindo revisão).
- b) Finding costs = somente gastos de exploração / reservas acrescentadas (incluindo revisão).

c) Finding costs = gastos de exploração e desenvolvimento / reservas acrescentadas (incluindo revisões + recuperação avançada).

Este último custo é conhecido como *finding and development costs* (FDC), inclui uma parte dos custos de desenvolvimento.

Em nosso estudo consideramos o custo de exploração do barril de petróleo, resultante da relação custos de exploração e reservas acrescentadas ou adicionadas. Esses dados que correspondem a PETROBRAS foram conseguidos dos relatórios anuais da empresa, da CVM, da ANP e da consultora Herold, para o período 1999-2011 (APENDICE C). E como já mencionado, não existe correspondência entre os gastos exploratórios e as reservas adicionadas no ano, dessa forma para tentar suavizar as curvas de correspondência foi usado o programa E-views 7.0, e nele se aplicou o filtro de Hodrick-Prescott resultando em custos de exploração razoáveis.

Este *finding cost* encontrado que nos anos 2004-2006 representou uma média de US\$ 1,64/b é inferior quando comparado, para esse mesmo período, ao custo de descoberta e desenvolvimento (*finding & development cost- F&D*)⁷⁵, referenciado no Balanço Social Ambiental da PETROBRAS 2006, que foi de US\$ 3,44/b, que como mencionado inclui uma parte do custo de desenvolvimento. A título de se ter uma referencia em relação ao custo de desenvolvimento, achamos no Plano de negócios e gestão 2012-2016 da PETROBRAS dados para os anos 2007 (US\$0.58/b), 2008 (US\$0.64/b), 2009 (US\$0.76/b) e 2010 (US\$1.15/b).

5.1.2.2.3. Preço de produção do barril de petróleo

Para determinar este preço, consideramos o custo de produção resultante da somatória do custo de exploração e do custo de extração (sem participações governamentais), acrescido o lucro médio dos capitais que realizam a extração do petróleo como uma margem de 10%, considerou-se que este excedente responde à normal valorização do capital investido na indústria. O Gráfico 19 mostra a inferioridade do preço de produção do barril de cálculos próprios, comparado ao preço de referencia do petróleo nacional e ao barril importado. Isso devido a ter se

⁷⁵ Seguindo a prática internacional estes custos são expressos pela média de três anos seguidos, com a finalidade de suavizar a volatilidade das descobertas e para diminuir as diferenças entre o tempo no qual os gastos foram feitos e o tempo quando as reservas adicionais associadas são registradas.

considerado o preço de produção livre de impostos e participações governamentais.

Gráfico 19 - Comparativo de preço do barril de petróleo, 1999-2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

5.1.2.3.Excedente gerado no mercado interno

Depois de ter estabelecido os critérios para a formação do preço de produção do barril de petróleo, procedeu-se a realizar a aproximação correspondente à geração do excedente petrolífero consolidado no mercado interno, produto da venda de petróleo cru não exportado às refinarias para a produção de derivados. Como observado no Gráfico 19 o preço de produção nacional é inferior ao preço do barril importado considerado como preço regulador, o que implicou a formação de um excedente petrolífero médio por barril de US\$47,5, no período 1999-2011. No ano 2008, primeiro pico do preço internacional do petróleo, obteve-se um excedente de US\$ 95 por barril, os altos preços do barril permitiram a maior acumulação de excedentes no período da análise de US\$ 48 bilhões. Em 2011, segundo pico do preço internacional, o excedente por barril foi de US\$ 96.

Observa-se também que o incremento dos custos de produção nacionais, exploração e extração, é acompanhado pelo incremento do preço do barril importado mantendo-se dessa forma a brecha que permite a existência de excedente petrolífero. Considerando uma produção crescente de petróleo orientada a atender ao mercado interno, sendo ainda pequeno o volume orientado ao mercado externo. Assim, o excedente petrolífero se encontra vinculado ao custo de produção, ao lucro médio da

indústria e ao preço regulador, no caso o preço do barril importado.

Tabela 30 - Excedente petrolífero produzido no mercado interno

Ano	Custo exploração US\$/barril	Custo extração US\$/barril	Custo total US\$/barril	Lucro Médio %	Lucro US\$/ barril	Preço de produção US\$/barril	Preço de importação barril US\$/b	Excedente por barril US\$/b	Volume Interno mil barris	Excedente Total Milhões US\$
1999	0,80	3,19	3,99	10%	0,40	4,39	16,61	12,22	401.834,1	4.910
2000	1,00	3,31	4,31	10%	0,43	4,74	29,72	24,98	444.948,9	11.115
2001	0,91	3,26	4,17	10%	0,42	4,59	26,07	21,48	430.645,6	9.250
2002	0,84	3,00	3,84	10%	0,38	4,22	24,48	20,26	443.727,0	8.990
2003	0,93	3,36	4,29	10%	0,43	4,72	30,38	25,66	457.311,3	11.735
2004	1,15	4,28	5,43	10%	0,54	5,97	39,98	34,01	456.509,6	15.526
2005	1,63	5,73	7,36	10%	0,74	8,10	55,85	47,75	495.728,4	23.673
2006	2,13	6,58	8,71	10%	0,87	9,58	68,57	58,99	493.641,2	29.120
2007	2,74	7,70	10,44	10%	1,04	11,48	74,72	63,24	482.965,3	30.543
2008	3,28	9,25	12,53	10%	1,25	13,78	108,68	94,90	503.235,0	47.757
2009	2,06	8,77	10,83	10%	1,08	11,91	63,88	51,97	518.556,6	26.949
2010	4,04	10,02	14,06	10%	1,41	15,47	81,98	66,51	517.364,6	34.410
2011	5,27	13,37	18,64	10%	1,86	20,50	116,49	95,99	565.296,0	54.263

Fonte: Elaboração própria e a partir de dados da ANP, anuários vários anos.

O Gráfico 20 mostra a evolução do excedente petrolífero total, que como já mencionado atingiu seu nível máximo no ano 2011. A queda no custo de produção nacional e, por outro lado, a queda no preço do barril importado, mesmo tendo se incrementado a produção interna, representou uma queda no excedente petrolífero que no ano 2009 foi de US\$27 bilhões. Constata-se que é o preço que determina a renda e não ao contrario. Um drástico descenso dos preços internacionais de petróleo, como o experimentado em 2009, mas com a recuperação no ano 2010 e 2011, não afetou de forma imediata o montante do excedente.

Gráfico 20 - Excedente petrolífero total, em US\$ milhões.

Fonte: Elaboração própria.

A proporção entre lucro médio da indústria petrolífera e a renda petrolífera gerada é observado no Gráfico 21, assim, no período 1999-2011 o lucro médio representou aproximadamente 1,9% da renda petrolífera.

Gráfico 21 - Relação renda petrolífera – lucro médio da PETROBRAS.

Fonte: Elaboração própria.

5.1.2.4. Excedente gerado no mercado externo

O dinamismo do excedente petrolífero pode ser observado no cálculo da renda gerada no mercado internacional, o Brasil não é um exportador bruto de petróleo, houve incremento da exportação desde o ano 2001, exportando 31% do total produzido em 2010. Dedicamos esta seção ao cálculo da renda no mercado externo, pois seu entendimento, acreditamos, irá contribuir à compreensão dos futuros planos de exportação do petróleo do pré-sal.

Para realizar a quantificação, na determinação do custo marginal de produção, recorreremos a dados dos informes *Performance Profiles of Major Energy Producers* (PPMP) do ano 2000 até 2009, elaborados pela *Energy Information Administration* (EIA), por incluir os custos *lifting* e *finding*, sem considerar impostos à produção. Escolheram-se como regiões marginais aos Estados Unidos (*offshore*), Canadá e Europa OECD (Mar do Norte) por apresentarem altos custos diretos. Oriente Médio apresenta o custo total de produção mais baixo no mundo, como mostrado na Tabela 31.

Tabela 31 - Custo médio de produção de petróleo ano 2009

Áreas	Lifting costs US\$/b	Finding costs US\$/b	Custo total de Produção US\$/b
Estados Unidos	8.50	21.58	30.08
Canadá	14.38	12.07	26.45
Europa OECD	8.96	42.32	51.28
Rússia	7.95	13.92	21,87
África	7.31	35.01	42,32
Médio Oriente	5.75	6.99	12.74
No mundo	8.26	18.31	26,57

Fonte: Elaboração própria com dados do EIA, 2011.

Com as considerações mencionadas e comparando as estruturas de preço do Brasil e dos países com custos marginais, com a média do preço mundial de petróleo, fizemos uma aproximação do montante da renda diferencial e absoluta, obtendo assim o excedente petrolífero para o período 1999–2011. Como apresentado na Tabela 26, se compararmos o preço de produção nacional com o preço marginal que vai definindo cada período, é notado o montante da renda diferencial gerada pela produtividade acrescida do trabalho humano sobre as condições naturais diferenciais das jazidas que permitem um custo de produção inferior nas jazidas brasileiras, em relação às marginais. Se compararmos o preço marginal com o preço internacional WTI (informado pela *British Petroleum Statistical Report* de 2011), notamos que se conseguiu o excedente da validação do caráter privado da exploração petrolífera, a renda absoluta. Dessa forma, no ano 2011, atingiu-se o excedente petrolífero de US\$ 15 bilhões, correspondente à exportação de 203 milhões de barris de petróleo. Nesse ano, a renda diferencial por barril foi de US\$ 22 e como o preço internacional estava acima do preço marginal, gerou-se renda absoluta por barril de US\$ 53, sendo o excedente petrolífero de US\$ 75 por barril.

O dinamismo geral do excedente gerado na exportação de petróleo, em relação a sua realização, encontra-se vinculado à evolução dos custos de produção do país e aos custos marginais vigentes no mercado mundial, ao comportamento do lucro médio e finalmente ao comportamento do preço internacional de mercado, que resulta ser um dos extremos para avaliar o comportamento deste excedente, sendo o outro – de maneira – vinculado aos custos de produção.

Tabela 32 - Cálculo da renda diferencial e absoluta por barril exportado

Ano	Preço de produção Brasil US\$/b	Preço de produção área Mg. US\$/b	Preço internacional (WTI) US\$/b	Renda diferencial Brasil US\$/b	Renda absoluta US\$/b	Excedente petrolífero US\$/b	Volume de exportação Mil barris	Excedente diferencial total US\$ mil	Excedente absoluto total US\$ mil	Excedente petrolífero total US\$ mil	% renda diferen./ excedente petrolífero
1999	4,39	10,95	19,31	6,56	8,36	14,92	216,81	1.422,49	1.812,53	3.235,02	44
2000	4,74	10,88	30,37	6,14	19,49	25,63	6.936,23	42.604,67	135.164,10	177.768,77	24
2001	4,59	11,19	25,93	6,60	14,74	21,34	41.178,22	271.762,53	607.104,23	878.866,77	31
2002	4,22	25,69	26,16	21,47	0,47	21,94	87.346,77	1.874.985,76	41.052,98	1.916.038,74	98
2003	4,72	26,46	31,07	21,74	4,61	26,35	90.053,74	1.958.158,62	414.847,58	2.373.006,20	83
2004	5,97	26,65	41,49	20,68	14,84	35,52	85.738,72	1.773.105,23	1.272.076,75	3.045.181,98	58
2005	8,10	37,13	56,59	29,04	19,46	48,49	101.783,03	2.955.507,74	1.980.358,47	4.935.866,20	60
2006	9,58	38,48	66,02	28,90	27,54	56,44	136.855,66	3.954.991,60	3.769.004,77	7.723.996,37	51
2007	11,48	40,06	72,20	28,57	32,14	60,72	157.054,58	4.487.468,26	5.048.257,83	9.535.726,09	47
2008	13,78	42,11	100,06	28,33	57,95	86,28	161.081,17	4.563.483,16	9.334.116,70	13.897.599,86	33
2009	11,91	42,58	61,92	30,67	19,34	50,01	195.463,22	5.994.270,69	3.780.258,75	9.774.529,44	61
2010	15,47	42,30	79,45	26,83	37,15	63,98	234.821,16	6.301.191,01	8.723.606,10	15.024.797,00	42
2011	20,50	42,30	95,04	21,80	52,74	74,54	203.165,00	4.428.997,00	10.714.922,00	15.143.919,00	29

Fonte: Elaboração própria.

No Gráfico 22 o excedente petrolífero total está constituído pela área entre o preço de produção nacional e o preço internacional do petróleo, observa-se que a renda diferencial é uma parte inscrita interna ao preço de produção, enquanto a renda absoluta é uma parte fora do preço de produção, mas dentro do preço internacional. O crescimento da renda é impulsionado pela elevação de preços de produção marginais, possibilitados pela elevação dos preços internacionais, já que permite valorizar aos capitais investidos no lucro médio.

Na desaceleração do preço internacional nos anos 2000 a 2002, quando nesse período, o preço internacional foi praticamente igual ao preço de produção da área marginal, prevaleceu a renda diferencial sobre a absoluta. A partir do ano de 2003, o preço internacional do barril se incrementou, com predomínio da renda absoluta claramente a partir do ano 2006. Os países consumidores, especialmente EUA, reclamam que a OPEP aumente a produção para pôr um limite à alta de preços, em meio de recessão mundial da economia, porém os membros da OPEP descartaram realizar mudanças. A Figura 22 mostra o volume do excedente petrolífero gerado.

Gráfico 22 - Evolução da renda diferencial e absoluta de petróleo, por barril.

Fonte: Elaboração própria.

O volume de excedente petrolífero gerado na exportação de petróleo é ilustrado no Gráfico 23, o ano de maior captação de excedente foi 2011, atingindo US\$ 15 bilhões. O incremento do preço internacional do petróleo até o ano 2008, com posterior queda no preço, afetou de forma imediata o volume da renda absoluta, porém não afetou o comportamento da renda diferencial, cujo procedimento depende, substancialmente da

evolução interna e do comportamento internacional dos custos de produção. No ano 2011 predominou a renda absoluta.

Gráfico 23 - Excedente petrolífero gerado na exportação de petróleo, 1999-2011.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 33 mostra o excedente petrolífero total resultante no mercado interno e externo, que no ano 2011 foi de US\$ 69 bilhões. Como mencionado linhas acima, para o cálculo do custo de produção do barril de petróleo no Brasil foram tomados como referencia os custos da PETROBRAS, porém cada empresa atuante no *upstream* da indústria tem seus próprios custos de produção. Assim, o processo de abertura do mercado de petróleo implicou numa maior concorrência afetando a margem de renda diferencial pelas implicações sobre os preços de produção e os novos custos vigentes.

O dispêndio com importação de petróleo realizado pelo Brasil, no período 1999-2010, da ordem de US\$ 10 bilhões significou a transferência de excedente econômico aos países produtores dos quais importa petróleo, neste caso e por ordem de importância, Nigéria (52,9%), Arábia Saudita (19,7%) e Argentina (0,2%) pela dinâmica do mercado internacional.

Tabela 33 - Excedente petrolífero total e dispêndio pela importação de petróleo

Ano	Excedente interno US\$ milhões	Excedente externo US\$ milhões	Excedente petrolífero total US\$ milhões	Dispêndio importação petróleo milhões US\$ FOB	Dispendio importação derivados milhões US\$ FOB	Dispêndio total US\$ milhões
1999	4.910	3,23	4.913	2.812	1.954	4.766
2000	11.115	177,77	11.115	4.306	3.226	7.532
2001	9.250	878,87	9.251	3.970	2.838	6.808
2002	8.990	1.916	8.992	3.418	2.394	5.812
2003	11.735	2.373	11.737	3.820	2.226	6.046
2004	15.526	3.045	15.529	6.743	2.645	9.388
2005	23.673	4.936	23.678	7.648	3.336	10.984
2006	29.120	7.724	29.128	9.088	4.958	14.046
2007	30.543	9.536	30.552	11.974	6.938	18.912
2008	47.757	13.898	47.771	16.572	11.173	27.745
2009	26.949	9.774	26.959	9.205	5.571	14.776
2010	34.410	15.025	49.435	10.096	12.980	23.076
2011	54.263	15.144	69.407	14.135	19.403	33.538
Total	308.241	84.431	269.129	103.787	79.642	183.429

Fonte: Elaboração própria e a partir de dados da ANP, anuário de vários anos.

O Gráfico 24 mostro que considerando os custos diretos de produção de um barril de petróleo, o excedente petrolífero arrecadado no mercado interno e externo cobriria o dispêndio com importação de petróleo e derivados.

Gráfico 24 - Excedente e dispêndio

Fonte: Elaboração própria.

Os debates acerca das mudanças nos critérios de distribuição dos *royalties*, quando durante anos, esse assunto nunca despertou o interesse dos parlamentares e dos prefeitos, porque o valor destes era muito baixo, no ano 1994 foi US\$ 144 milhões (Ver Tabela 26). Mas ultimamente em um entorno de incremento dos preços internacionais do barril de petróleo, do crescimento da produção, o governo passou a arrecadar uma soma expressiva de recursos das empresas. O *royalty* arrecadado pela União, somados os setores de petróleo e GN, saltou de US\$ 176 milhões, em 1997, para US\$ 1,4 bilhão em 2003, e US\$7,7 bilhões em 2011. Observa-se que os *royalties* representam uma parte pequena do excedente econômico, que em 2011 foi de 11%.

Tabela 34 - Royalties, participações especiais e excedente petrolífero

Ano	Royalties US\$ milhões*	Participações Especiais US\$ milhões*	%royalty/ excedente	%PE/ excedente	Excedente petrolífero total US\$ milhões
1999	542	-	11,03%	-	4.913
2000	1.020	567	9,18%	5,10%	11.115
2001	980	733	10,58%	7,92%	9.251
2002	1.090	859	12,11%	9,55%	8.992
2003	1.428	1.623	12,17%	13,83%	11.737
2004	1.723	1.802	11,10%	11,60%	15.529
2005	2.548	2.861	10,76%	12,08%	23.678
2006	3.540	4.062	12,15%	13,95%	29.128
2007	3.846	3.685	12,59%	12,06%	30.552
2008	5.962	6.383	12,48%	13,36%	47.771
2009	3.997	4.231	14,83%	15,69%	26.959
2010	5.641	6.630	11,41%	13,41%	49.435
2011	7.754	7.547	11,17%	10,87%	69.407
Total	40.071	40.983			269.129

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em dólares correntes.

5.1.2.5. Análise interpretativa do Valor adicionado da PETROBRAS

O conceito de valor adicionado ou agregado⁷⁶, segundo a economia de mercado refere-se, ao que produziu, menos o que adquiriu de insumos, utilizando dados do Balanço Social Ambiental e do Balanço de Sustentabilidade da empresa. Dessa forma, conseguiu-se ter uma radiografia da riqueza gerada por ela à economia do país e como

⁷⁶ A alteração na Lei nº 6.404 de 1976 tornou a Demonstração do Valor Adicionado obrigatória para as companhias abertas (Almeida *et al*, 2009).

distribui esta riqueza, considerando o quase monopólio que exerce na produção de petróleo nacional. Esta metodologia permite uma primeira aproximação geral às margens do excedente petrolífero brasileiro, distinguindo entre a riqueza produzida pela PETROBRAS e a riqueza que recebeu por transferência (APÊNDICE D).

Tabela 35 - Evolução do valor adicionado, em bilhões de reais

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Receitas	40	64	85	99	132	151	179	206	246	316	291	340	380
Insumos adquiridos de terceiros	14	25	35	37	46	50	64	78	110	167	142	172	189
<i>Valor adicionado bruto</i>	26	39	50	62	86	101	115	128	135	149	149	168	191
Retenções	3,6	3,4	3,4	4,8	5,1	7	8,0	9,8	10,7	11,6	14,5	14,9	17,7
<i>Valor adicionado líquido</i>	23	36	46	57	81	94	107	118	125	137,6	134,6	153	173,3
Valor adicionado recebido em transferência	2,7	2,5	3,8	8,8	(0,16)	1,3	0,59	2,7	2,5	3,9	4,7	5,7	7,8
Valor adicionado	26	33,5	42,2	48,2	80,8	95	108	121	128	141	139	159	181,1
Pessoal	2,3	1,9	2,3	2	4	5	7,7	8,2	11	14,5	16	18	20
Entidades governamentais	13	18	24	29	52	61,5	64	74	76	85	78	90	104
Instituições financeiras	8,9	4,4	6,8	10	6,4	8,4	9,6	14	16,4	11	13	14	23
Acionistas	0,9	2,2	3,1	2	6	6	6,5	8	7,1	10	8	12	12
Empresa	0,9	6,6	5,8	5	13	14	16	19	16	21	24	24	21

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS, relatórios sócio ambientais 2004-2011; Kimura, 2005.

Tabela 36 - Evolução do valor adicionado, em bilhões de dólares correntes

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Receitas	22	35	36	34	43	52	74	95	126	172	146	193	227
Insumos adquiridos de terceiros	8	14	15	13	15	17	26	36	56	91	71	98	113
<i>Valor adicionado bruto</i>	14	21	21	21	28	35	47	59	69	81	75	95	114
Retenções	2	2	1	2	2	2	3	5	5	6	7	8	11
<i>Valor adicionado líquido</i>	13	20	20	20	26	32	44	54	64	75	67	87	103
Valor adicionado recebido em transferência	1	1	2	3	0	0	0	1	1	2	2	3	5
Valor adicionado	14	18	18	16	26	32	44	56	66	77	70	90	108
Pessoal	1,2	1	1	0,6	1	1,7	3	4	5,7	8	7,9	10,5	12
Entidades governamentais	7	10	10,3	9,6	17	21	26	34	39	46	39	51	62
Instituições financeiras	5	2,4	3	3	2	3	4	6,5	8,5	6	6,6	8,1	14
Acionistas	0,5	1,2	1,3	1	2	2	3	3,7	4	5,4	4,2	6,6	7
Empresa	0,5	3,5	2,5	2	4	5	6,6	8,7	9	11	12	13,7	12

O Gráfico 25 mostra comparativamente aproximações do valor do excedente petrolífero brasileiro elaboradas pelo Banco Mundial até o ano 2008, do Valor Adicionado da PETROBRAS e as estimativas próprias. A metodologia seguida pelo BM, já detalhada no capítulo 2, relaciona os custos de produção do barril, o preço internacional do petróleo e o volume total de petróleo produzido no país. O valor adicionado quando comparado com o cálculo do BM ou os cálculos próprios, é superior, por se tratar do total de riqueza gerada pela empresa, incluindo *upstream*, *downstream* e demais. Assim, a diferença de US\$ 108 bilhões de VA em 2011, com US\$ 69 bilhões de excedente gerado na fase *upstream* da indústria, corresponderia ao excedente gerado no resto da cadeia de produção, ou seja, US\$ 39 bilhões.

O valor adicionado repartido entre o governo e a empresa representa em média 70% do total.

Gráfico 25 - Excedente petrolífero, segundo o BM, VA e cálculo próprio, 1999-2011.

Fonte: Elaboração própria.

Após termos tratado de esclarecer a origem do excedente petrolífero e tentado fazer a aproximação a sua avaliação quantitativa e seu dinamismo, resulta importante reconhecer a sua apropriação e destino.

5.1.3. Apropriação da renda

O excedente econômico é apropriado na forma de renda pelo direito de propriedade que exerce o proprietário do recurso (Estado nacional) ou pelo capitalista que tem a posse do recurso (concessionária). A reforma liberal da indústria petrolífera redefiniu a apropriação e destinação do excedente econômico gerado pela exploração e extração de petróleo, dessa forma a PETROBRAS, junto com às outras petrolíferas atuantes na indústria, passou a disputar a renda que a posse sobre determinadas jazidas lhe permitiria capturar. No entanto, uma grande parcela da renda gerada pelas atividades das concessionárias é apropriada pelo Estado Nacional, como proprietário do recurso, porém em tema que gera muita polêmica também, é apropriada pelos estados e municípios produtores e confrontantes.

Essa apropriação é garantida através do pagamento à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que os repassa aos entes beneficiários, das participações governamentais, estabelecidas no marco da Lei do Petróleo, em seu artigo 45, sendo estas: os *royalties*⁷⁷, as participações especiais⁷⁸, bônus de assinatura e pagamento pela retenção de terras. Destas os *royalties* e as participações especiais, entendidas como compensações financeiras, são os mais relevantes dado que representam valores expressivos e porque são distribuídos seguindo considerações de tipo geográfico.

Considera-se, também, o pagamento do imposto de renda, o CSLL e os dividendos. Observa-se que a disputa pela apropriação da renda acontece a nível vertical (entre União, estados e municípios) e a nível horizontal, entre entes de uma mesma esfera da federação. Esclarecemos que como não é foco do presente estudo analisar a distribuição e aplicação da renda apropriada, chegaremos à análise da distribuição até o nível vertical⁷⁹.

A Figura 23 tenta esquematizar a divisão da renda entre a esfera governamental e as concessionárias atuantes no *upstream* da indústria.

⁷⁷ Incidem sobre o valor de petróleo e gás natural, a preços de mercado. São pagas mensalmente pelas concessionárias a partir da data de início da produção comercial de cada campo. O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores: (1) alíquota dos royalties do campo produtor, que varia de 5 a 10%; (2) a produção mensal de petróleo e GN do campo; e (3) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês, como determinam os artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/98.

⁷⁸ Alíquota oscilante entre 0 e 40%, variando em função da localização do campo, do tempo de produção e do volume produzido. Incidente sobre a receita líquida, e distribuído trimestralmente.

⁷⁹ Estudos como os de Serra (2005), Bergman (2007), Afonso (2008), Gobetti (X) podem ser consultados para aprofundar no tema.

Figura 23 - Divisão da renda do petróleo no Brasil.

Fonte: IPEA, 2010.

Para a economia brasileira, o excedente petrolífero, não representa uma base importante, só basta olhar a sua participação em relação ao PIB que não chega a 2%. Da Figura 24 podemos afirmar que a renda tem circulado principalmente como *royalties* e participações especiais. Observando que desde o ano 2003, as participações especiais têm se destacado enquanto sua participação no total das receitas originadas da renda do petróleo. No período 2000 – 2010, os *royalties* e participações especiais representaram cada uma 29% do total das receitas petrolíferas, assim como também os tributos petrolíferos (IR e CSLL) representam em conjunto 29% desse total.

Ano	Royalties petróleo	Participação especial	Bônus de assinatura	Taxa de ocupação	IRPJ	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido(CSLL)	Dividendos Petrobrás	Total	% do PIB
2000	2.456	519	468	73	1.816	748	447	6.527	0,55
2001	3.121	861	595	112	1.438	791	1.201	8.121	0,62
2002	3.335	2.510	92	102	1.912	827	1.037	9.815	0,66
2003	4.430	4.998	27	144	5.043	1.876	942	17.461	1,03
2004	5.160	5.322	666	121	4.113	1.631	1.884	18.897	0,97
2005	6.342	6.916	530	125	7.143	2.700	1.685	25.440	1,18
2006	7.754	8.850	558	126	8.007	3.029	2.341	30.665	1,29
2007	7.656	7.177	31	135	5.043	2.084	2.588	24.715	0,93
2008	10.809	11.711	2.072	140	7.261	3.361	2.171	37.525	1,24
2009	8.155	8.717	80	146	5.043	2.082	5.334	29.557	0,93
2010	10.030	11.419	4	168	2.105	971	3.222	27.920	0,76

Figura 24 - Circulação da renda petrolífera entre as entidades governamentais, em R\$ milhões.

Fonte: Gobetti, 2011.

Para ter um panorama mais detalhado dos agentes que apropriam a renda criada pelo sistema PETROBRAS, remetamo-nos a citar novamente ao Valor Adicionado da empresa, como apresentado na Tabela 5. Como observado, a maior parte da renda fica retida pelas entidades governamentais via impostos (diretos e indiretos em torno de toda a cadeia produtiva), participações governamentais e dividendos, em suas várias instancias (Federal, Estadual e municipal).

No ano de 2011, o valor adicionado pela PETROBRAS foi de R\$ 181 bilhões (108 bilhões de dólares). Desse valor, 20 bilhões de reais foram para os trabalhadores (80.492 empregados), na forma de salários e benefícios; 23,5 bilhões foram para os bancos que financiam a entidade em troca de juros e vendem diversos tipos de serviços; e 33 bilhões, para os acionistas, sob a forma de lucros, embora, desse total, somente cerca de 12 bilhões, aproximadamente 36%, tenham sido pagos como dividendos, os demais 21 bilhões permaneceram no sistema PETROBRAS, em nome dos acionistas, como reserva de capital para futuro investimento. A parte maior, 104 bilhões de reais, foi apropriada pelas entidades governamentais que lhe dão acesso ao recurso natural, garantia jurídica, infraestrutura, etc. No APÊNDICE D.

Tabela 37 - Distribuição do Valor Adicionado da PETROBRAS, em 2011

Agentes	Mecanismos	Participação
Pessoal	Salários, benefícios, encargos, F.G.T.S. (fundo de garantia do tempo de serviço).	11,1%
Entidades governamentais	Impostos, taxas e contribuições; Participações governamentais.	57,5%
Instituições financeiras e fornecedores	Juros, variações cambiais e monetárias; Despesas de aluguéis e fretamentos; Participação dos acionistas não controladores.	13,0%
Acionistas	Dividendos/juros sobre capital próprio; Participação dos acionistas não controladores.	6,6%
Empresa	Lucros Retidos. Prejuízo do período.	11,6%

Fonte: PETROBRAS.

5.1.3.1. A empresa estatal

O lucro líquido da PETROBRAS tem crescido ano a ano, passando de US\$ 10 bilhões em 2001 a US\$ 33 bilhões em 2011, crescimento de 230% (Gráfico 26). Na maioria dos anos a lucratividade da área de E&P foi maior ao da empresa, isso devido a que algumas áreas reportaram perdas. O incremento do lucro líquido na área de exploração decorreu dos maiores preços de venda/transferência do petróleo nacional e

do acréscimo no volume de produção de petróleo e LGN, parcialmente compensada pela elevação dos custos com participações governamentais (PETROBRAS, 2011), que como já se tinha mencionado incluem os *royalties*, participações especiais, IRPJ e CSLL. Dito de outra forma, o lucro líquido constituído da diferença entre a renda petrolífera e o pagamento das participações governamentais; o IRPJ e a CSLL. A empresa deve distribuir aos acionistas no mínimo 25% de seu lucro líquido em dividendos, segundo estabelecido na Lei das Sociedades Anônimas.

Gráfico 26 - Lucratividade do sistema PETROBRAS.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS.

Em dólares correntes

5.1.3.2.A União

Como visto, em 2011, as entidades governamentais brasileiras em seu conjunto apropriaram a seu favor 57% da riqueza gerada pela PETROBRAS e também através das concessionárias participantes na extração de petróleo. A Tabela 36 mostra como o Estado Nacional, a União, apropria parte da renda gerada através da cobrança de *royalties* em terra e mar; participações especiais; imposto de renda; bônus; CSLL e dividendos, frisando que estas três últimas são exclusivas da União.

Tabela 38 - Partilha de tributos da União, em %.

Tributos	União
Royalties mar	30%
Royalties terra	12,5%
Participação especial	50%
Bônus e taxa	100%
IR	55%
CSLL	100%
Dividendos	100%

Fonte: Gobetti, 2011.

A Tabela 39 ilustra a evolução anual da apropriação de renda realizada pela União, a qual repassa aos órgão beneficiados pela distribuição. No aumento das participações governamentais contribuíram o incremento da parcela dos *royalties*, o estabelecimento das participações especiais, a escalada de preços em nível mundial e o incremento do volume de produção.

Tabela 39 - Mecanismos de apropriação da renda por parte da União,

Ano	Royalties	Participação Especial	Bônus	Taxa de ocupação	IR	CSLL	Dividendos Petrobras	Total
2000	491	519	468	73	998	748	447	3.744
2001	609	861	595	112	791	791	1.201	4.960
2002	859	1.255	92	102	1.052	827	1.037	5.224
2003	1.186	2.499	27	144	2.774	1.876	942	9.448
2004	1.355	2.636	666	121	2.262	1.631	1.884	10.555
2005	1.700	3.483	530	125	3.929	2.700	1.685	14.152
2006	2.123	4.420	558	126	4.404	3.029	2.341	17.001
2007	2.074	3.589	31	135	2.774	2.084	2.588	13.275
2008	3.057	5.855	2.072	140	3.993	3.361	2.171	20.649
2009	2.243	4.226	80	146	2.774	2.082	5.334	16.885
2010	2.807	5.835	4	168	1.158	971	3.222	14.165

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011; Gobetti, 2011.

Até 31 de dezembro de 1995, o resultado gerado pelas atividades monopolizadas da PETROBRAS não era alcançado pela tributação do Imposto de Renda (IR). A Lei 9.246 de 26 de dezembro de 1995, vigente a partir de janeiro de 1996, alterou a legislação do IR da pessoa jurídica (IRPJ) passando a tributar o resultado dessas atividades, que equivalem a aproximadamente 90% das operações desenvolvidas pela companhia. Em geral, as concessionárias de um bloco de exploração estão sujeitas ao

pagamento do IR⁸⁰, este é aplicado á alíquota de 34%, composto de uma alíquota básica de 15% mais uma sobretaxa de 10%, sobre os lucros anuais acima de R\$240.000, acrescido de uma alíquota de 9% referente à CSLL⁸¹, os quais tributam o lucro líquido, reduzindo o lucro que será distribuído por meio de dividendos. Os dividendos incidem sobre o lucro final da concessionária, no caso da PETROBRAS, correspondendo à fatia do governo no capital total da empresa.

A Lei 9.478 fixou uma taxa de calculo em cada concessão, para os *royalties* e para as participações especiais, ao mesmo tempo em que estabeleceu um novo critério para sua distribuição. No caso das participações especiais, cobradas em campos com elevada produção e rentabilidade, concentram-se na União (50%). Sendo distribuídas entre o Ministério de Minas e Energia⁸² (40%) e Ministério de Meio Ambiente⁸³ (10%). Os *royalties* se concentram nos estados e municípios, e a União tem se beneficiado com a parcela acima de 5%, permitindo orientar recursos ao Ministério de Ciência e Tecnologia. A distribuição das rendas captadas através dos *royalties* e participações especiais se mostra na Tabela 40.

Tabela 40 - Distribuição dos royalties e participações especiais entre os órgãos da União

	Royalties até 5%		Royalties acima de 5%		Participação especial
	Terra e outros	Plataforma Continental	Terra e outros	Plataforma Continental	
União/Ministérios	-	20%	25%	40%	50%
Ciência e tecnologia	-	-	25%	25%	-
Marinha	-	20%	-	15%	-
Meio ambiente	-	-	-	-	10%
Minas e energia	-	-	-	-	40%

Fonte: Elaboração própria.

Conforme demonstrado na Tabela 41, no ano 2010, o ministério das Minas e Energia foi o maior beneficiado da distribuição da renda concentrando 54% do total de

⁸⁰ Conforme o Artigo 153 da Constituição Federal, e o Código Tributário de Nacional (Lei nº 5.172 de 25 de 1966).

⁸¹ Conforme a Lei nº 9.316 de 22 de novembro de 1966.

⁸² Desse total 70% destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP e pelo Ministério, 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e os 15% restantes para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

⁸³ Destino ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo.

royalties e participações especiais destinados à União. Por outro lado, a participação das receitas petrolíferas na execução orçamentaria do ministério é de 65%, o que o deixa na condição de dependência desses ingressos. Porém, a esfera federal vem aplicando uma política de desvinculação de parte das rendas petrolíferas atribuídas aos seus órgãos (BERCOVICI, 2011, p. x), dados têm demonstrado que os recursos não gastos pela Federação são transferidos para o caixa único do Tesouro Nacional e acabam por contribuir com superávits primários, sendo utilizados para abater a dívida pública. Segundo Afonso (2008) uma porção muito baixa foi efetivamente aplicada pelo Tesouro Nacional em sua finalidade legal e que o resto foi contingenciado, constituindo-se em ativo disponível na conta do governo federal no Banco Central, que serve como dedução no cálculo da dívida líquida do setor público.

Tabela 41 - Participação dos beneficiários da União, em 2010, em reais.

Beneficiários	Total de rendas petrolíferas (<i>royalties</i> e participações especiais)	Participação no total pago a cada esfera	Receita total do beneficiário (execução Orçamentária)	Participação receitas petrolíferas-receita total
Minas e Energia	4.668.004.000	54%	7.185.153.616	65%
Comando da Marinha	1.579.660.000	18%	16.870.503.231	9%
Ciência e Tecnologia	1.227.416.000	14%	7.603.638.170	16%
Meio Ambiente	1.167.001.000	13,5	3.501.708.469	33%
Total União	8.642.081.000			

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011; SIGA, Senado Federal; Transparência pública.

O bônus de assinatura é um pagamento que pode ser incluído como uma condição para a outorga de uma concessão ao licitante vencedor. Desde 2000, a ANP, já arrecadou, um valor aproximado de R\$5.123 milhões.

O pagamento pela ocupação ou retenção de áreas aos proprietários de terra, entendida como o direito pela posse da terra. É realizado anualmente pelas operadoras, dos campos em produção, em desenvolvimento e blocos exploratórios. Em 2011, 56 operadoras efetuaram o pagamento relativo a 360 campos em produção, 80 campos em desenvolvimento e 323 blocos em exploração. Correspondendo a PETROBRAS 151; 57 e 309 respectivamente (ANP, 2012).

5.1.3.3. Estados e municípios

A Lei do Petróleo obriga as concessionárias a fazer o pagamento de *royalties* mensais e participações especiais trimestrais considerando-as como uma indenização de lavra à União e também aos estados e municípios não proprietários do recurso, pensando na exaustão e não disponibilidade de petróleo no futuro. Adotando, assim, uma aplicação do texto da Constituição de 1988, que diz no seu artigo 20:

“São bens da União: V – os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva; VIII – os potenciais de energia hidráulica; IX – os recursos minerais, inclusive os do subsolo; § 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração”.

O soberano proprietário dos recursos do subsolo é a União e como tal deveria ser quem apropriaria os benefícios da exploração em favor da população em geral, isso não acontece e tem que dividir a renda com os estados e municípios produtores de petróleo, distorção que surge a partir do texto constitucional concedendo benefícios às regiões mais diretamente afetadas. De fato, os critérios definidos na Lei do Petróleo com relação à alíquota excedente dos *royalties*⁸⁴ e participações especiais da produção em mar vêm promovendo concentração espacial das rendas, já que a produção de petróleo no país é principalmente da plataforma continental, sendo o estado de Rio de Janeiro e seus municípios - cujas confrontações, definidas pelo IBGE - os que abrangem os maiores campos petrolíferos atualmente em operação.

A distribuição do excedente responde a decisões políticas, a grupos que estão no poder em determinado período, como mostra até aqui a evolução da arrecadação e destinação de *royalties*. No governo FHC, a aprovação da Lei do Petróleo esteve condicionada a manter intacta a alíquota mínima de 5% evitando uma eventual oposição daqueles que interpretariam suas perdas como uma violação nos seus direitos

⁸⁴ As justificativas do pagamento de *royalties* aos estados e municípios, estão relacionadas a questões de promoção de justiça intergeracional, ao impacto negativo da indústria de petróleo em seus territórios. Contudo, vários autores coincidem em que a explicação histórica para que as leis e a Constituição tenham orientado os *royalties* aos estados e municípios produtores e confrontantes, seria a compensação a estes por não arrecadar o Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) do petróleo e derivados (GOBETTI, 2011; BREGMAN, 2007; AFONSO, 2008).

adquiridos, daí que o executivo aprovou a existência de duas regras para o rateio dos royalties aumentando a participação dos estados e municípios nos *royalties* do petróleo e gás natural, inclusive e especialmente, da plataforma continental (SERRA, 2011; BERCOVICI, 2011). A Tabela 42 mostra a distribuição das duas parcelas de *royalties* em terra e mar. Esclarecendo que a parcela relacionada ao montante mínimo será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. E a parcela que exceder ao montante mínimo será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

Tabela 42 - Distribuição dos royalties entre Estados e municípios

Parcela de 5%, lavra em terra	Parcela acima de 5%, lavra em terra
-70% estados produtores -20% municípios produtores -10% municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás	-52,5% para os estados produtores, -15% municípios produtores, -7,5% municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque.
Parcela de 5%, na plataforma continental.	Parcela acima de 5%, na plataforma continental.
-30% para os Estados confrontantes com poços, -30% para os municípios confrontantes com poços, -10% municípios afetados por operações nas instalações de embarque desembarque, -10% fundo especial.	-22,5% para os Estados confrontantes com campos, -22,5% para os municípios confrontantes com campos, -7,5% municípios afetados por operações nas instalações de embarque desembarque, -7,5% fundo especial.

A Tabela 43 mostra a parcela de *royalties*, participações e IR que correspondem aos estados e municípios produtores e confrontantes, para que apropriem a renda gerada pela exploração de petróleo. Os preços do barril de petróleo mais altos oferecem efeitos positivos em matéria de arrecadação fiscal, favorecendo aos estados e municípios brasileiros. A descoberta de grandes reservas no pré-sal colocou as rendas derivadas de sua extração no debate econômico nacional, embora tenham se concentrado no debate dos *royalties*.

Tabela 43 - Partilha de tributos nos estados e municípios, em %.

Tributos	Estados	Municípios
Royalties mar	24,3	45,8
Royalties terra	52,5	35,0
Participação especial	40	10,0
IR	21,5	23,5

Fonte: Gobetti,

Como já mencionado, as regras de rateio restritas privilegiam as localidades produtoras e confrontantes com os poços ou campos de petróleo, os Gráfico 27 e 28 mostram que na evolução da distribuição de *royalties* e participações especiais, os municípios têm maior participação na arrecadação de *royalties*, enquanto os Estados na arrecadação de participações especiais. Afonso (2008) analisou que a sistemática de repartição dos *royalties* proporcionou uma descentralização vertical das rendas do petróleo, enquanto a divisão horizontal de recursos entre os governos locais resultou em uma hiper-concentração. Assim, em 2011, somente 9 entre 27 estados e em 2008, 895 entre 5.564 municípios no Brasil receberam *royalties* (ANP, 2012; IPEA, 2010). As participações especiais se concentram em 6 estados da Federação e em 34 municípios do país.

O fundo especial é distribuído entre todos os estados, territórios e municípios da Federação, conforme as regras do Fundo de Participação dos Municípios (FRM, 80%) e do Fundo de Participações aos Estados (FRE, 20%), que levam em conta principalmente indicadores sociais (estados e municípios mais pobres recebem, proporcionalmente, mais dinheiro que os mais ricos). Corresponde a um percentual de 7,5% ou 10% do valor do *royalty* referente ao petróleo extraído em mar.

Gráfico 27 - Evolução da distribuição de Royalties, segundo beneficiários 1999-2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

Gráfico 28 - Evolução da distribuição de Participações Especiais, segundo beneficiários 2000-2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

A Tabela 42 ilustra a participação dos estados nos *royalties* e participações especiais, assim o Rio de Janeiro responsável por 79% da produção de petróleo no país, concentra 69% dos *royalties*, 94% das participações especiais e 84% das rendas transferidas aos estados em 2010. Enquanto a participação das receitas petrolíferas no seu orçamento foi 13%. Espírito Santo foi o segundo estado com maior participação no

total de rendas distribuídas, 7%. Os estados de São Paulo e Ceara apresentaram as mais baixas participações no total da renda distribuída, como na participação do orçamento.

Tabela 44 - Participação dos estados, em 2010.

Beneficiários	Royalties	Participações Especiais	Total de participações Governamentais (royalties e participações especiais)	Participação no total pago a cada esfera	Receita total do beneficiário (execução orçamentaria)	Participação receitas petrolíferas-receita total
Rio de Janeiro	2.026.613	4.380.338	6.406.951.000	84,2%	50.814.141.084	12,6%
Espirito Santo	297.422	235.935	533.357.000	7%	11.877.619.190	4,5%
Rio Grande do Norte	158.934	8.691	167.625.000	2,20%	7.349.919.666	2,3%
Amazonas	134.502	30.032	164.534.000	2,16%	9.691.149.318	1,7%
Bahia	158.381	5.066	163.447.000	2,15%	24.859.187.752	0,7%
Sergipe	106.374	7.942	114.316.000	1,50%	5.948.640.047	1,9%
Alagoas	29.700	0	29.700.000	0,39%	5.762.424.968	0,5%
São Paulo	18.149	0	18.149.000	0,24%	149.373.064.469	0,01%
Ceara	12.068	0	12.068.000	0,16%	15.582.684.453	0,08%
Total Estados			7.610.147			

Fonte: Elaboração própria a partir de STN; ANP, 2011.

Como frisado os municípios concentram os *royalties* distribuídos entre eles, a União e os estados, destacando que são os municípios do estado de Rio de Janeiro os mais beneficiados, em 2010 concentraram R\$ 2.2 bilhões de reais, ou seja, 66% do total distribuído (Gráfico 29). Por outro lado, a participação dos municípios do Rio de Janeiro na distribuição das participações especiais no total de municípios foi R\$ 1,1 bilhão, ou seja, 93% do total. No montante de participações especiais distribuídas, os municípios mais beneficiados foram Campos de Goytacazes (RJ) concentrando 53%, Rio das Ostras 14% e São João da Barra 9%.

Gráfico 29 - Distribuição de Royalties entre os Municípios em 2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

De acordo com Gobetti (2011), este padrão de hiperconcentração das receitas em alguns municípios tem gerado um grande desperdício de recursos públicos, já que recebem mais receitas do que realmente necessitam. Isso os têm caracterizado como “petrorentistas”, já que a somatória entre receitas tributárias e *royalties* representa 50% ou mais do seu orçamento.

Nos municípios, internamente, não se tem uma ideia de como estão sendo gastos os *royalties*, mas segundo pesquisas, esse excesso de recursos em alguns governos locais tem induzido ao desperdício e ineficiência, dessa forma a alta dependência dos recursos teve impacto negativo, já que maiores ingressos por *royalties* geraram menos crescimento econômico dos municípios receptores (AFONSO et al, 2008; POSTALI, 2009). Em média os municípios “petrorentistas” têm canalizado o aumento de suas

receitas de *royalties* prioritariamente em ampliação das despesas correntes, como despesas com pessoal e custeio, outros têm comprovado a ineficácia tributária dos municípios beneficiados pelos *royalties* (AFONSO, 2008), assim como taxas de crescimento inferiores aos dos que não a recebem (POSTALI, 2007). O sobre financiamento de alguns nichos da esfera municipal não está gerando retorno social à população das localidades impactadas pelas atividades petrolíferas. Isso acontece porque a legislação de 1989 apenas veda o uso da renda distribuída no pagamento de dívidas e no quadro de pessoal permanente. Sobre as regras de aplicação, de despesa, a norma não impõe qualquer vedação aos estados e municípios para a parcela acima de 5% e para a participação especial.

5.2. Modelo misto

5.2.1. Contextualização

No ano 2005 foi descoberto petróleo na camada de pré-sal (área total 149,000 km², área já em concessão 28%, sem concessão 72%) da bacia de Santos (RJ), no Bloco-S-10 (Parati). Em 2006 foram anunciados os resultados do primeiro poço de teste, o novo modelo geológico que vinha sendo construído há muitos anos iria mostrar a possibilidade de haver muito petróleo na camada Pré-sal. Em novembro de 2007 o Governo anunciou a existência de um campo gigante de petróleo, o campo de Tupi, avaliado depois entre quatro e oito bilhões de barris de óleo tipo leve (PETROBRAS, 2011). A esse descobrimento lhe seguiram os do Pão de Açúcar em dezembro de 2007 e o campo de GN Júpiter em janeiro de 2008. Os três campos constituem as maiores descobertas de hidrocarbonetos na área do cluster da Bacia de Santos. Outras descobertas na área incluem os campos Parati, Bem-Te-Vi, Carioca, Iara, Tupi Sul, Guará e Ogum. Em setembro de 2008 foi iniciada a produção do primeiro óleo da camada do pré-sal, no Campo de Jubarte. Em abril de 2011 foi realizada a primeira exportação do petróleo do Pré-Sal (extraído do campo de Lula) à petroleira chilena ENAP.

A descoberta do Pré-sal trouxe consigo uma série de alterações relacionadas ao modelo regulatório e institucional do petróleo. É assim que em meados de 2008, o Governo nomeou uma comissão para elaborar novas leis para o setor e em agosto de 2009 foram divulgados quatro Projetos de Lei para reformar a legislação do petróleo. Os projetos de lei definiram:

- a. O sistema de partilha de produção para a exploração e a produção nas áreas ainda não licitadas do Pré-Sal. Projeto de Lei nº 5.938/2009, aprovado pela Lei nº 12.351 em 22 de dezembro de 2010.
- b. Criação de uma empresa pública, Pré-Sal Petróleo S.A., a qual representará à União e será a encarregada da gestão dos contratos de partilha de produção. Projeto de Lei nº 5.939/2009, autorizada pela Lei nº 12.304 em 02 de agosto de 2010.
- c. Formação de um Fundo Social, constituído por recursos gerados pela partilha de produção, destinados às seguintes atividades prioritárias: combate à pobreza,

educação, cultura, ciência e tecnologia, e sustentabilidade ambiental. Projeto de Lei nº 5.940/2009, aprovado pela Lei nº 12.351 em 22 de dezembro de 2010.

d. Cessão onerosa à PETROBRAS do direito de exercer atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-Sal, até o limite de 5 bilhões de barris, além de uma capitalização da companhia. Projeto de Lei nº 5.941/2009, aprovado pelo Senado Federal mediante a Lei nº 12.276 em junho de 2010.

Com a aprovação destes quatro projetos de lei, em 2010, o Brasil passou a ter três modelos para as atividades de E&P de petróleo e gás natural no seu território: concessão⁸⁵, partilha de produção e cessão onerosa. A diferença entre estes modelos está na propriedade sobre o produto da lavra, enquanto o sistema de concessão facilita ao concessionário a propriedade sobre o recurso, o modelo de partilha garante a propriedade estatal, como também possibilita reequilibrar riscos e recompensações decorrentes de eventuais excedentes econômicos na atividade de produção. A cessão onerosa permite a propriedade do petróleo e gás produzidos à PETROBRAS (cessionária). Como já mencionado, o modelo de concessão conforme a legislação brasileira é inconstitucional, pois uma vez que o óleo recuperável presente na área licitada é um bem público, é um bem da União.

A gestão do *upstream* da indústria cabe à PETROBRAS e às concessionárias participantes na exploração e produção do petróleo. A Pré-Sal Petróleo, exercerá a gestão contratual, fiscalização e representação da União em relação a todos os contratos de partilha celebrados pelo Ministério das Minas e Energia. Para incrementar a apropriação da União sobre os excedentes econômicos da exploração do pré-sal, optou-se por incrementar a participação acionária desta na PETROBRAS, assim através do processo de capitalização da empresa que teve como pilares a subscrição do capital social da empresa, a emissão e utilização de títulos da dívida pública mobiliária federal e o processo de cessão onerosa, incrementou-se a participação da União.

O processo de capitalização da empresa aprovado em junho de 2010 e executado no dia 30 de setembro do mesmo ano, movimentou US\$ 70 bilhões (120 bilhões de reais, dos quais 74,8 foram provenientes da União), sendo o maior realizado no mundo. Permitiu que a União e os entes federais aumentassem sua participação na composição

⁸⁵ Manteve-se este modelo para reduzir a percepção de risco regulatório para os operadores e financiadores da atividade de E&P.

do capital social da empresa atingindo 49% e ao mesmo tempo permitiu a captação de recursos financeiros para Petrobras de acionistas privados que buscavam manter sua posição relativa. E é que antes deste processo, a PETROBRAS tinha cerca de 60% do seu capital social em mãos de investidores privados, sendo aproximadamente 40% de estrangeiros. Em termos de controle da União, a capitalização praticamente não teve efeito, pois o incremento em geral foi por intermédio do BNDES, BNDESPAR e o Fundo Soberano (Tabela 45).

Tabela 45 - Evolução da participação acionaria da PETROBRAS

Agente	31/12/2009			31/10/2010		
	% ON	%PN	% capital social	% ON	%PN	% capital social
Estado	55,6%	0,0%	32,1%	53,6%	1,2%	31,1%
BNDESPAR	1,9%	15,5%	7,7%	2,3%	23,9%	11,6%
BNDES	0,0%	-	0,0%	2,9%	-	1,7%
Fundo Soberano	0,0%	0,0%	0,0%	4,6%	2,9%	3,9%
Estrangeiros	30,4%	50,3%	38,8%	25,7%	39,4%	31,6%
Outros	12,1%	34,2%	21,4%	10,8%	32,6%	20,1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria.

5.2.2. Cessão onerosa

Este novo modelo faculta à PETROBRAS a se tornar a operadora, com uma participação mínima de 30%, de todos os blocos de exploração nas áreas de águas profundas. Após a recuperação dos custos operacionais pela empresa, acontecerá o compartilhamento da produção entre os concessionários e o governo. O petróleo será extraído de seis blocos definitivos (Franco, Tupi Sul, Florin, Tupi Nordeste, Guará e Iara) e um contingente (Peroba). Compreendendo um volume limite de 5 bilhões de barris, numa área de 3.865 km² precificados no valor médio de mercado de US\$ 8,51 por barril de óleo equivalente, que inclui gás natural. Por um período de 40 anos podendo ser prorrogado por mais 5 anos.

Em relação à participações governamentais, na cessão onerosa haverá somente incidência de *royalties* de 10% sobre o produto da lavra, não havendo o pagamento de participações especiais.

5.2.3. Partilha de produção

Este modelo aprovado para a exploração da área do pré-sal, caracterizado por:

- A propriedade do petróleo e do GN produzidos pertencem em parte à empresa em parte à União;
- Acesso da empresa ao petróleo e ao GN, parte é da empresa e parte é da União;
- Participação do governo, todo o óleo menos a parcela da empresa (excedente de óleo da União), mais o bônus de assinatura;
- Parcela da empresa, custo em óleo mais excedente em óleo e gás da empresa;
- Propriedade das instalações, é da União;
- Gerenciamento e controle, maior controle do governo;
- PETROBRAS será operadora de todos os blocos, com participação mínima assegurada de 30% nos consórcios de exploração e;
- O prazo de vigência limitado a 35 anos.

Este modelo continuará a compartilhar a renda petrolífera, entre o governo e as companhias produtoras participantes, embora seja mais vantajoso que o de concessão, como mostrado na Figura 25. Mas diante de reservas de bilhões de barris e um entorno de preços internacionais em alta, poderia ter se pensado em uma nova proposta, a de controle 100% estatal da indústria como defendida por vários políticos e acadêmicos ou um modelo ao estilo venezuelano, de empresa mista com participação acionária do Estado de no mínimo 80%.

Regime de tributação	Concessão	Partilha
	(Roy=10%;PE=20%)	(Roy=15%;PO=50%)
Receita bruta por barril (A)	100	100
Royalties (B=10%ou15%*A)	10	15
Outros Custos (C)	30	30
Receita Líquida (D=A-B-C)	60	55
PE (E=20%*D)	12	-
Profit-oil (EE=50%*D)	-	27,5
Lucro Líquido (F=D-E)	48	27,5
Imposto Renda (G=25%*F)	12	7
CSLL (H=9%*F)	4,32	2,48
LucroFinal (I=F-G-H)	31,68	18,15
Dividendos (J=48%*I)	15,21	8,71
Government-take (L=B+E+G+H+J)	53,53	60,56
Fed (=30%*B+50%*E+100%*EE+55%*G+H+J)	35,13	46,97
Estadual&Municipal	18,40	13,59
FPM+FPE (=8,75%*B+45%*G)	6,28	4,41
Confrontantes&Afetados	12,13	9,19

Figura 25 - Repartição da renda do petróleo no modelo de concessão e partilha de produção

Fonte: Gobetti.

5.2.4. Nova divisão dos royalties

Diante da descoberta de grandes volumes de petróleo no pré-sal, a divisão dos *royalties* ficou no centro dos debates, pois como já exposto estes estão concentrados nos Estados e municípios produtores, sendo o principal favorecido, Rio de Janeiro. Propostas para uma nova divisão aconteceram, estas foram:

- O Artigo 64 (Emenda Ibsen) da Lei nº 12.351/2010: Proposta pelo deputado Ibsen Pinheiro. Prevê uma distribuição dos *royalties* mais igualitária entre todos os estados e municípios da federação. Considerava que 30% dos royalties sejam destinados aos estados, 30% aos municípios e 40% à União, sem tratamento diferenciado para os produtores. Incluía além do pré-sal a outras bacias, incluindo as já licitadas. Esta emenda foi vetada pelo presidente Lula em 2010.
- Projeto de Lei 16/2010: Proposta pelo Executivo. Ressalvada a participação da União, o restante seria dividido em: Quando a lavra ocorrer no mar - 50% para constituição do Fundo Especial a ser distribuído entre os estados e o DF, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de participação dos estados. 50% para constituição do Fundo Especial a ser distribuído entre os municípios e o DF, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de participação dos

municípios. Quando a lavra ocorrer na plataforma continental - 19% a ser destinado ao Comando da Marinha e 3% para criar o Fundo especial do Meio ambiente.

- Projeto de Lei 574/2011: Proposta pelo Senador Dornelles. Propõe uma taxa de 20% de *royalties*. Quando a lavra ocorrer no mar – 10,2% para a União (4,4% FPE; 4,4% FPM; 0,7% Comando da Marinha e 0,7% Ministério de Ciência e tecnologia); 1% para municípios afetados; 3,3% municípios produtores e 5,5% para os estados produtores.

- Projeto de Lei 448/2011: Proposta pelo senador Wellington Dias. Quando a lavra ocorrer no mar – 30% FPM; 40% para a União e 30% para o FPE. Relatado pelo senador Vital do Rêgo. Prevê evolução dos percentuais com ajustes no tempo, até 2020.

Estas propostas provocaram oposição a uma nova regra de distribuição por parte dos estados produtores que consideram anticonstitucional qualquer mudança na divisão, mobilizando inclusive à população do Rio de Janeiro. E a luta dos estados não produtores que a riqueza gerada pertence à União e por tal ser distribuídas entre todos os entes federativos. Esta disputa acontece na previsão de grandes volumes de petróleo que serão produzidos no pré-sal e no contexto de preços em alta. Segundo apresentado na Tabela 44, os *royalties* arrecadados por Rio de Janeiro representam 3,9% da receita total do Estado, o *royalties* mais participações especiais representam 12%.

Os debates concentram-se na divisão dos *royalties*, quando como demonstrado estes representam aproximadamente 11% do excedente econômico total gerado na fase de produção de petróleo. Então consideramos que esforços e discussões devem ser orientados a considerar a divisão desse excedente.

Contudo em 06 de novembro de 2012 foi aprovado o Projeto do Senado, aprovado pela Câmara dos Deputados, modificando a distribuição de *royalties* e participações especiais do petróleo afetando só aos novos contratos. Com esta proposta os municípios e estados não produtores se beneficiarão, como mostrado na Tabela 46.

Tabela 46 - Divisão dos royalties de petróleo

Beneficiários	Como é hoje	Como fica em 2013	Como fica em 2020
União	30%	20%	20%
Estados produtores	26,25%	20%	20%
Municípios produtores	26,25%	15%	4%
Municípios afetados	8,75%	3%	2%
Estados não produtores	7%	21%	27%
Municípios não produtores	1,75%	21%	27%

Fonte: Elaboração a partir de dados da Câmara dos Deputados.

Também prevê a redistribuição na participação especial, os estados e municípios teriam suas alíquotas reduzidas pela metade.

Tabela 47 - Divisão das participações especiais

Beneficiários	Como é hoje	Como fica em 2013	Como fica em 2020
União	50%	43%	46%
Estados produtores	40%	32%	20%
Municípios produtores	10%	5%	4%
Estados não produtores	-	10%	15%
Municípios não produtores	-	10%	15%

Fonte: Elaboração a partir de dados da Câmara dos Deputados.

6. CONCLUSÕES

Esta tese analisou a renda petrolífera desde a perspectiva marxista, resgatando a teoria da renda da terra, a qual foi necessária para dar conta do percurso histórico para entender a verdadeira dimensão do excedente que estaria em disputa na indústria de petróleo. A utilização das categorias propriedade, excedente e preço, explicou a geração e apropriação da renda diferencial e absoluta. Destas, a renda absoluta tem o maior destaque por ser resultado do monopólio da propriedade privada que exerce o proprietário da jazida petrolífera. Dessa forma, o fortalecimento do oligopólio da OPEP é o responsável da subida dos preços do petróleo desde o ano 2003. Assim, no atual contexto de preços internacionais em alta das *commodities*, é necessário retomar o enfoque da renda da terra marxista que foi paralisado na década de 90, para compreender melhor o funcionamento dos setores vinculados à exploração de recursos naturais.

O estudo das indústrias petrolíferas do México e da Venezuela, cuja propriedade sobre os recursos do subsolo é estatal, contribuiu para o entendimento do processo de geração e apropriação do excedente no Brasil, embora se fale de países exportadores líquidos de petróleo, cujo estudo da renda, defira da realidade brasileira por se tratar de um país produtor/importador que gerou sua renda petrolífera internamente.

No caso mexicano mostrou-se uma indústria petrolífera com domínio da empresa estatal PEMEX, desde 1938, cuja geração da renda nos seus inícios se deu no mercado interno, por se constituir na sua prioridade e a apropriação se estabeleceu via subsídios aos combustíveis e expansão do parque produtivo da indústria. Observa-se que os impostos se incrementaram quando a empresa retomou a exportação petrolífera, na década de 70. A partir do processo liberalizante da década de 80 o volume exportado tem um crescimento constante, enquanto as reservas apresentaram o processo inverso. Mecanismos para apropriar o montante de renda gerada foram se criando, passando a ter participação considerável nos ingressos da União, reflexo que a empresa foi submetida aos interesses de elites estabelecidas no governo e na direção do país em determinados períodos, utilizando-a como mecanismo de transferência de recursos, via impostos, como garantia de endividamento interno e externo entre outros. Depois do pagamento de impostos a empresa apresenta saldo negativo, o que a tem levado a ser declarada

inviável e justificada a aprovação da reforma do setor, em 2008, para um processo de abertura ao investimento privado. O estudo desta indústria nos leva a concluir que não necessariamente presença estatal e produção estatal significam que seus benefícios sejam apropriados socialmente, há uma enorme dificuldade no funcionamento do Governo, os grupos políticos e o setor de planejamento.

Na Venezuela, as elites político administrativas garantiram que o modelo de concessão petrolífera se estenda de 1917 a 1975. A renda se gerou em maior volume no mercado internacional e os tributos que eram baixos foram incrementados a partir da Lei nacionalista de 1943, que determinou a propriedade estatal das jazidas. Contudo, o Estado ficou como captador de *royalties*, enquanto as empresas internacionais apropriavam o maior volume da renda. Observou-se que a PDVSA criada em 1975 sofreu embates internos que acabaram na abertura petrolífera iniciada em 1986, que promovia a privatização gradual da empresa. No entanto, a partir da Lei de Hidrocarbonetos de 2001, observa-se avanço no processo de nacionalização da propriedade, da renda e da gestão da indústria, orientando consideráveis recursos econômicos a projetos sociais.

Durante o período estatal da indústria petrolífera no Brasil compreendido entre 1953-1995, gerou-se excedente econômico segundo nossas aproximações pelo montante de US\$ 54 bilhões no período 1970-1995, no entanto no refino foram gerados excedentes maiores, por se constituir no segmento mais lucrativo da cadeia de produção da indústria. A produção interna de petróleo se remunerou no refino através do preço de referencia dos derivados, por ser o petróleo nacional um dos seus componentes. Em termos de apropriação do excedente, este circulou principalmente através de impostos e contribuições no preço dos derivados e em menor medida no pagamento de *royalties* na produção de petróleo. A renda petrolífera neste modelo circulou através do investimento e do consumo, determinando em boa medida o ritmo e tipo de acumulação no período do monopólio estatal.

Segundo nossos cálculos, no modelo de concessão da indústria petrolífera se geraram US\$ 269 bilhões de excedente econômico, entre 1999-2011. Montante superior ao do monopólio estatal considerando o incremento dos preços internacionais do barril, o incremento da produção de petróleo e a evolução dos custos de produção. Este modelo

promoveu a concentração das participações governamentais, nos estados e municípios produtores. Observou-se que a União como proprietária do solo e subsolo do qual se extrai o petróleo pela ação do trabalho, quem seria ou deveria ser o beneficiado pela renda petrolífera se viu obrigada de dividi-la. Também se viu que o IR e a CSLL tem importante participação na apropriação do excedente econômico.

A descoberta de grandes reservas no pré-sal brasileiro, levaram a debates e propostas em torno ao novo modelo aplicado para produzir petróleo dessa área, assim como a distribuição do excedente econômico que será gerado. A aprovação do modelo de partilha de produção, bem poderia ter sido substituída por uma nova proposta como da empresa 100% ou na figura de empresa mista como visto no caso venezuelano. Considerando estas alternativas pelo tamanho dos recursos contidos no subsolo e porque o risco geológico já foi superado. Na disputa pela nova distribuição dos *royalties* se encontram os estados e municípios produtores e não produtores, defendendo cada qual sua participação nos royalties a ser captados. Embora como já mostrado o excedente a ser considerado seja muito maior.

Reconhecendo-se as limitações metodológicas do estudo, principalmente relacionadas à falta de informação confiável e a dificuldade de seu cálculo, alguns dos resultados do exercício de estimativa parecem muito interessantes, referindo-se à geração de excedente em um país produtor e importador, mas que na atualidade se detém com as abundantes riquezas petrolíferas do pré-sal.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFONSO, Jose R. e GOBETTI, Sergio W. **Rendas do petróleo no Brasil: Alguns aspectos fiscais e federativos**. Revista do BNDES. Rio de Janeiro, 2008.

ALVAREZ, C.G. **Economía y política petrolera**. Bogotá, octubre del 2000.

_____. **Geopolítica petrolera y renta, actualidad del examen marxista en la economía de los recursos naturales**. Espacio Critico, Centro de Estudios. 2003.

ALVAREZ, J. **Crónica del petróleo em México: de 1863 a nuestros días**. Pemex, México, 2006.

ALVEAL C. **Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil industrial**. Rio de Janeiro, 1994.

ANDERSON, P. **Traz las huellas del materialismo histórico**. Editora Siglo XXI. México, 1986.

ANGELIER, J.P. **La renta petrolera**. Editora Terra Nova S.A. México, 1980.

_____. **L'évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier**. Note de travail n° 11/2008. Laboratoire d'économie de La production ET Del l'integration internationale. França, 2008.

AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Sumário executivo, pagamento pela ocupação ou retenção de áreas 2011**. Rio de Janeiro, 2012.

Anuário Estatístico ANP. Rio de Janeiro, Brasil.

AZPÚRUA, J.C.S. **La apertura petroleira en Venezuela**. Caracas, noviembre de 1997.

BANCO MUNDIAL. **Oil and Gas Rents**. 2010.

BERCOVICI, G. **Direito econômico do petróleo e dos recursos minerais**. 2011.

BINA, C. **The economics of the oil crisis: Theories of oil crisis, oil rent and internationalization of capital in the oil industry**. EUA, 1985.

_____. **Some controversies in the development of rent theory: the nature of the oil rent**. Capital & Class Winter, vol. 13 no. 3 82-112. 1989.

_____. **The Laws of Economic Rent and Property: Application to the Oil Industry**. American Journal of Economics and Sociology, Vol. 51, No. 2, Abril, 1992.

_____ **The War for Oil or the American Dilemma of Hegemonic Nostalgia?**
Faculty Working Papers. Paper 4. 2003.

_____ **Oil: A time machine-Journey Beyond Fanciful Economics and Frightful Politics.** University of Minnesota, 2011.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Regimes jurídicos-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e GN.** Junho de 2009.

BRANDÃO, F. **The Petrobras monopoly and the regulation of oil prices in Brazil.** Oxford Institute for energy studies, 1998.

BRITISH PETROLEUM - BP. **Oil prices.** 2011.

COMISSÃO ECONOMICA PARA A AMERICA LATINA E O CARIBE - CEPAL. **Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina.** Chile, 2008.

COLMENARES, F. **PEMEX: Crisis y reestructuración.** Tesis de doctorado. UNAM, México, 1989.

_____ **Petróleo y crecimiento económico en México 1938-2006.** In: Economía UNAM. México, 2008.

Comissão de Valores Mobiliários – CVM. **Informe Anual PETROBRAS.** Brasil

DEBROTT, D. **Apuntes sobre historia de la teoria de la renta: Los fisiocratas, Adam Smith y David Ricardo en la interpretación crítica de Marx.** 1998.

_____ **La renta de recursos naturales en la economía mundial actual.** In: La economía mundial y la crisis actual de la economía chilena. Revista investigación y crítica del Centro de investigaciones sociales, Universidad de Arcis, n 5. Chile, 2001.

_____ **Recursos naturales en la economía mundial: Notas sobre el problema de la renta y la soberanía nacional a partir de la situación actual de la industria de cobre.** CLACSO, ISBN 950-9231-79-7. Buenos Aires, septiembre de 2003.

DELGADO, R.W. **El Derrocamiento de la renta petrolera.** Universidad Autónoma de Zacatecas-Universidad Autónoma Metropolitana, México, julio de 1989.

_____ **Recursos naturales y acumulación de capital: algunas consideraciones teóricas.** In: Documentos de trabajo No. 1, publicaciones de la Dirección General de Investigación y la Facultad de Ciencias Sociales, UAZ, Nov. de 1983.

DE LA PLAZA, S. **Breve historia del petróleo en Venezuela.** Venezuela, abril de 2008.

DIAS, J.L.M. & QUAGLINO, M.A. **A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobras.** CPDOC/SERINST, Fundação Getúlio Vargas-Petrobras, 1993.

IHS CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES – IHS CERA. **Comparative assessment of the federal oil and gas fiscal system.** Massachusetts, outubro de 2011.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONOMICA E APLICADA - IPEA. **Gargalos e demandas da infraestrutura rodoviária e os investimentos do PAC: Mapeamento IPEA de obras rodoviárias.** Textos para discussão 1592. Brasília, março de 2011.

ENERGY INTELLIGENCE. **Global exploration & production: Focus areas of growth.** Novembro de 2011.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS – EPE. **Balanço energético, vários anos.**

ERNST & YOUNG. **Global E&P, benchmark study.** Noviembre, 2011.

FARID, E. **Economie de rente et agro-industrie du sucre et de l'alcool au bresil.** Tese de doutorado, Université Picardie Jules Verne. 1994.

FINE, B.; SAAD-FILHO, A. **Marx's Capital.** Pluto Press.London, 2004.

FIOROTI, A. **A reestruturação da indústria de petróleo sul americana nos anos 90.** Tese de doutorado, URFJ. Rio de Janeiro, 2005.

FREITAS, L.F.A. **O excedente econômico.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2006.

GALLUN, R.A.; NICHOLS, L.M. **Fundamentals of oil gás accounting.** 2001.

GONÇALVES JR., D. **Reformas na indústria elétrica brasileira: A disputa pelas fontes e o controle pelos excedentes.** Tese de doutorado. USP. São Paulo, 2007.

GUAJARDO, G.S. **El papel del Instituto Mexicano del Petróleo en el cambio tecnológico de Pemex: La búsqueda de un margen de maniobra en el subdesarrollo, 1965-1990.** In: II Congreso da la Asociación Mexicana de história económica. México, 2004.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. **Estatísticas do Século XX, 1938-1987.** Brasil, 2011.

IEA. **World Energy Outlook 2010.** França, 2010.

Instituto de pesquisa econômica aplicada – IPEA. **Perspectivas do desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil.** Série de eixos do desenvolvimento brasileiro nº55. Junho de 2010.

JOHNSTON, D. **How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts.** Initiative for Policy Dialogue Working Paper Series. Setiembre de 2006.

KAPLAN, M. **Petroleo y desarrollo: La experiencia de los otros**. Revista Mexicana de Sociología, Vol. 42, No. 1 (Jan. - Mar., 1980), pp. 177-201. México.

KATZ, C. **Materialismo y dialéctica revisitados**. Dialéctica. Revista de filosofía y teoría social, año IX, n 13, invierno 2001, pg 55-72, Buenos Aires, Argentina.

KIMURA, R.M. **Indústria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado**. Monografía de bachelarelado. UFRJ, 2005.

KORNBLITTH, J.; DACHEVSKY, F.G. **Notas metodológicas para el cálculo de la renta de la tierra petrolera**. Revista Economía teoría y práctica. Nº 33. Julio-diciembre de 2010.

LECHUGA, J.M. **Renta y excedente petrolero: Un intento de medición (1975-1985)**. In: El dilema de la economía mexicana: Ensayos de interpretación. Ediciones de Cultura Popular, México, 1987.

LENZ, M.H. **A evolução do conceito de renda da terra no pensamento económico: Ricardo, Malthus, Adam Smith e Marx**. 1985.

_____ **A categoria económica renda da terra**. Fundação de economia e estatística Siegfried Emanuel Heuser. Brasil, Porto Alegre, 1992.

LUCCHESI, C.F. **Petróleo**. Estudos Avançados. Brasil, 1998.

MANDEL, E. **Introducción al marxismo**. Revolta Global. 1977.

MANRIQUE. O.G.D. **La renta hidroeléctrica en Colombia: Naturaleza, generación y apropiación**. Dissertação de mestrado, Faculdade de Ciências Economicas, Universidad Nacional de Colombia. Bogota, 1998.

_____ **La teoría de la renta en el concepto de la economía clásica: las contribuciones de Petty, Smith, Malthus, Ricardo y Marx**. Ensayos de Economía, 12 (20,21). Pp 177-208. ISSN 0121-117x. Colombia, 2002.

MARX, K. **Livro 3- O processo global de produção capitalista**. In: O capital. Editora Os Economistas. 1988.

MANSILLA, D. **Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y privatización de los hidrocarburos en Argentina**. Buenos Aires, 2007.

MARTINEZ, N.L. **Oil policies and privatization strategies in Mexico: implications for the petrochemical sector and its production spaces**. Energy Policy, 2004.

MANZO

MELO, Hildete Pereira de; OLIVEIRA, Adilson de; ARAUJO, João Lizardo de. **O Sonho Nacional Petróleo e Eletricidade (1954-94)**. In: GOMEZ, Angela de Castro (Org). Vargas e a crise dos anos 50. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 1994. P. 225-265.

MEYER, L. **El desarrollo de la Industria petrolera en México.** In: México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero 1917-1942. México, El Colegio de México, 1981.

MEYER, L; MORALES, I. **Petróleo y nación, 1900-1987: La política petrolera en México.** 1990.

MOLERO, R.S.; RUANO, A.D. **Análisis de las categorías de la economía política: Marx como culminación del pensamiento económico.** In: X Jornadas de Economía Crítica. Barcelona. 23 a 25 de marzo de 2006.

MOMMER, B. **Cuestión petrolera.** Caracas, 1988.

_____. **Renta petrolera y distribución de ingreso, Venezuela, 1920-1989.** Venezuela, 1990.

_____. **Petróleo global y estado nacional.** Caracas, 2003.

NAVEGANTES DE OLIVEIRA, L.M.S.dos Reis. **Formação de preços dos derivados de petróleo e seus desdobramentos: Um estudo retrospectivo-1974/1984.** Dissertação de mestrado em energia e planejamento energético. UFRJ, Rio de Janeiro, 1987.

O'CONNOR, H. **O Império do petróleo.** Rio de Janeiro-Brasil, 1959.

_____. **Petróleo em Crise.** Rio de Janeiro-Brasil, 1962.

Organização Latino Americana de la Energia - OLADE. **Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América del sur - 2009.** Ecuador, 2010.

PALACIOS, I.S.F. **América Latina el estigma del petróleo: México, Ecuador y Venezuela.** UNAM-IEE. México, 1996.

PAULANI, L.M. **Renda e rentismo: hoje e nos tempos de Ricardo e de Marx.** In: VII Encontro de La AIHPE. Espanha, 2011.

_____. **Acumulação e Rentismo: resgatando a teoria da renda de Marx para pensar o capitalismo Contemporâneo.** In: XVII Encontro nacional de economia política. Rio de Janeiro, junho de 2012.

LIMA, M. **Petróleo, energia elétrica, siderurgia: A luta pela emancipação.** Paz e terra. Rio de Janeiro, 1975.

PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY - PIW. **Ranks World's Top 50 Oil Companies** (2009). UK, 2009.

PIRES, Marco C. **Coveiros da Petrobras.** Revista Adusp. Julho, 1995.

_____. **Estado e acumulação capitalista no Brasil: O caso da Petrobras – 1954-1964.** Dissertação de mestrado, FFLCH/USP. São Paulo, 1996.

POSTALI, A.F.S. **Renda Mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil.** Dissertação de mestrado, Instituto de economia, USP. Brasil, 2000.

PUYANA, A. **El manejo del petróleo mexicano: Política o economía?.** UAEMEX, México, 2008.

RAMIREZ, D.V. **Mene en Venezuela: El surgimiento del conflicto por la renta del petróleo, preámbulo histórico a la coyuntura actual (1971-1936).** Análisis político nº 59. Bogotá, 2007.

RAMIREZ, S.A.M. **El régimen fiscal de petróleos mexicanos: Ámbitos federal e local.** In: Regulación del Sector Energético. Instituto de Investigaciones Jurídicas/UNAM. Série E: Vários, Núm. 85. 1997.

RECALDE, M.Y. **Una revisión del concepto de renta y su aplicación al estudio de la renta petrolera argentina.** In: XLIV Reunión anual de la Asociación argentina de economía política. Noviembre, 2009.

ROJAS, J.A. **Renta petrolera y dinamismo exportador, México 1978-1990.** UNAM, 1991.

SANCHEZ, R. **El desarrollo de la industria petrolera en América Latina.** Revista Mexicana de Sociología, Vol. 60, No. 3, pp. 157-179. Jul. - Sep., 1998.

SATHLER, M. W.L. **Análise da evolução do sistema de formação de preços dos derivados de petróleo no Brasil.** Dissertação de Mestrado Ciencias em planejamento Energético. UFRJ, 2000.

SAUER, I.L.; et al. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro.** Editora Paz e Terra São Paulo. 2003.

SAUER, I.L. **Pré-sal brasileiro: Uma nova independência?** Interesse Nacional. Ano 2, número 8. Janeiro-março de 2010.

SAUER, I.L.; et al. **Energia, recursos naturais e desenvolvimento.** In: 9º Congresso nacional de sindicato de engenheiros-CONSENGE. 2011.

SERRA, R.V. **Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petrolíferos no Brasil.** Tese de doutorado. UNICAMP, Brasil, 2005.

UHTHOFF, L.M. **Fiscalidad y petróleo, 1912-1938.** UAM, México, 2004.

YERGIN, Daniel. **O petróleo: uma historia de ganância, dinheiro e poder.** São Paulo, abril de 1993.

ZENTENO, J.B. **La regulación de los hidrocarburos em México.** In: Regulación del sector energético. UNAM, Secretaria de Energía. México, 1997.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Principais tipos de petróleo no Brasil e suas características

APÊNDICE B – Blocos concedidos

APÊNDICE C – Custos

APÊNDICE D – Índice de distribuição do Valor Adicionado

APÊNDICE A – Principais tipos de petróleo no Brasil e suas características

Tabela 1 - Principais tipos de petróleo no Brasil e suas características, em cifras de 2008.

Bacia Sedimentar	Estado Produtor	Tipo de Petróleo	Densidade ° API	Teor de S (%peso)	Produção (m3)	Produção %
	BRASIL		25,13	0,53	119.232.912	100,00
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05	2.071.524	1,74
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,50	0,39	359.495	0,30
Potiguar		Fazenda Belém	12,70	1,23	107.209	0,09
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	28,50	0,27	6.515	0,01
		Colibri	33,80	0,16	1.471	0,001
		João de Barro	45,22	0,05	1.424	0,001
		Periquito	27,90	0,04	767	0,001
		Pescada	49,50	0,03	36.551	0,03
		RGN Mistura	30,60	0,29	3.256.895	2,73
		Riacho Tapuio	37,50	0,03	293	0,0002
Alagoas	Alagoas	Rolinha	22,50	0,04	230	0,0002
		Alagoano	42,20	0,06	307.627	0,26
Sergipe	Sergipe	Tabuleiro	30,07	0,32	28.601	0,02
		Harpia	13,30	0,56	560	0,0005
		Sergipano Terra	24,80	0,42	1.905.390	1,60
		Sergipano Mar	43,70	0,14	242.733	0,20
		Sergipe	17,60	0,37	162	0,0001
		Piranema	43,40	0,15	243.708	0,20
		Tartaruga	40,90	0,03	2.905	0,002
Recôncavo	Bahia	Tigre	35,90	0,26	2.582	0,002
		Bahiano Mistura	36,50	0,06	2.361.329	1,98
		Canário	30,70	0,17	10.113	0,01
		Fazenda São Estevão	35,20	0,02	144.826	0,12
		Lagoa do Paulo Norte	38,06	0,06	8.072	0,01
Espírito Santo	Espírito Santo	Uirapuru	38,40	0,03	2.576	0,002
		Camarupim	51,50	0,01	195.056	0,16
		Espírito Santo	24,80	0,31	464.073	0,39
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	340.217	0,29
		Golfinho	28,80	0,13	2.914.356	2,44
		Peroá	50,40	0,01	36.951	0,03
		Cachalote	22,10	0,48	1.521.693	1,28
Campos		Jubarte	18,10	0,53	2.957.250	2,48
		Ostra	22,70	0,26	4.294.566	3,60
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,30	0,44	4.548.298	3,81
		Albacora Leste	20,00	0,59	5.262.029	4,41
		Badejo	15,20	0,78	235.626	0,20
		Barracuda	25,00	0,52	6.153.974	5,16
		Bijupirá	27,40	0,44	606.883	0,51
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	10.268.759	8,61
		Caratinga	22,40	0,60	2.881.705	2,42
		Espadarte	22,10	0,45	2.334.686	1,96
		Frade	19,40	0,75	2.897.203	2,43
		Marlim	19,60	0,67	14.318.992	12,01
		Marlim Leste	23,10	0,58	8.316.878	6,98
		Marlim Sul	23,10	0,67	14.561.699	12,21
		Polvo	19,90	1,11	1.132.146	0,95
		Roncador	24,10	0,62	19.042.290	15,97
		Salema	26,50	0,49	582.695	0,49
		Piloto de Tupi	28,50	0,38	1.000.961	0,84
		Tambaú-Uruguá	32,60	0,13	421.231	0,35
Santos		Condensado de Merluza	58,30	0,04	90.989	0,08
Santos	São Paulo	TLD de Guará	29,50	0,38	15.503	0,01
		TLD de Tiro	34,30	0,22	732.645	0,61

Fonte: ANP, 2011.

APÊNDICE B – Blocos concedidos

Tabela 2 - Blocos concedidos, em mar e em terra

Ano	Rodada	Petrobras		Com Parceria		Sem Petrobras		Total	
		Terra	Mar	Terra	Mar	Terra	Mar	Terra	Mar
1998	R0			0	0	0	0	0	0
1999	R1	0	1	0	4	1	6	1	11
2000	R2	2	0	0	6	12	0	14	6
2001	R3	1	6	0	9	6	12	7	27
2002	R4	3	0	0	5	6	7	9	12
2003	R5	8	77	0	0	12	4	20	81
2004	R6	18	37	28	24	43	4	89	65
2005	R7	36	6	39	15	137	18	212	39
2006	R8	4	3	9	5	15	2	28	10
2007	R9	5	1	5	16	46	35	56	52
2008	R10	17	0	10	0	27	0	54	0
	Total	94	131	91	84	305	88	490	303

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

Tabela 3 - Blocos concedidos em km²

Ano	Rodada	Única Operadora		Operadora c/Soc		Como socia		Sem Petrobras		Total	Total
		Km2	Blocos	Km2	Blocos	Km2	Blocos	Km2	Blocos	Blocos	Km2
1998	R0	450.000	397	-	-	-	-	-	-	397	450.000
1999	R1	686	1	2967	2	20679	2	30327	7	12	54659
2000	R2	1.511	2	19.902	5	6.591	1	19.936	12	20	47.940
2001	R3	10.678	7	9.051	6	4.047	2	24.867	19	34	48.644
2002	R4	912	3	5749	5	0	0	18663	13	21	25324
2003	R5	20.866	85	0	0	0	0	1.085	16	101	21.951
2004	R6	20.112	55	13.138	32	2.908	20	3.499	47	154	39.657
2005	R7	43.155	42	17.701	28	2.138	26	108.006	155	251	171.000
2006	R8	2.697	7	1.389	2	3.754	12	4.046	17	38	11.887
2007	R9	296,4	6	7448,2	16	1170,94	5	36384,5	81	108	45300
2008	R10	1612,8	17	346,55	5	656,9	5	42383,8	27	54	45000
	Total	552.527	622	77.692	101	41.946	73	289.198	394	1190	961.362

Fonte: Elaboração a partir de dados da ANP, 2010.

APÊNDICE C – Custos

Tabela 4 – Custo lifting e finding

Lifting Cost	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
EUA	3,48	3,06	3,53	3,57	3,77	4,38	5,39	7,05	8,35	9,85	8,5
Canada	3,05	3,59	3,92	4,07	5,34	5,15	6,98	8,55	10,02	11,9	14,38
Europa OECD	3,72	3,4	3,51	3,54	4,39	4,54	5,71	6,52	8,48	8,69	8,96
Média	3,42	3,35	3,65	3,73	4,50	4,69	6,03	7,37	8,95	10,15	10,61
Finding cost	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
EUA	6,39	6,39	6,39	27,66	27,66	27,66	49,54	49,54	49,54	41,51	41,51
Canada	10,7	10,7	10,7	26,07	26,07	26,07	12,2	12,2	12,2	12,07	12,07
Europa OECD	5,51	5,51	5,51	12,16	12,16	12,16	31,58	31,58	31,58	42,32	42,32
Média	7,53	7,53	7,53	21,96	21,96	21,96	31,11	31,11	31,11	31,97	31,97
Custo áreas marginais	10,95	10,88	11,19	25,69	26,46	26,65	37,13	38,48	40,06	42,11	42,58
preço produção	12,05	11,97	12,31	28,26	29,11	29,32	40,85	42,33	44,06	46,32	46,84

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IEA.

Tabela 5 – Custos de exploração e reservas acrescentadas

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Custo exploração milhões	\$ 563,00	\$ 535,34	\$ 805,23	\$ 1.076,00	\$ 1.359,00	\$ 1.279,00	\$ 1.683,00	\$ 2.223,00	\$ 2.037,00	\$ 2.570,00	\$ 3.494,00	\$ 3.044,00	\$ 3.797,00
Custo exploração milhões (EXP)	\$ 563,00	\$ 749,67	\$ 837,75	\$ 960,17	\$ 1.143,34	\$ 1.399,07	\$ 1.549,98	\$ 1.789,68	\$ 2.198,10	\$ 2.432,77	\$ 2.767,61	\$ 3.405,00	\$ 3.709,29
Reservas milhões	\$ 206,00	\$ 233,00	\$ 262,00	\$ 19,00	\$ 1.341,00	\$ 1.577,00	\$ 420,00	\$ 209,00	\$ 522,00	\$ 167,00	\$ 172,00	\$ 76,00	\$ 1.114,00
Reservas milhões (EXP)	\$ 206,00	\$ 241,67	\$ 277,33	\$ 313,00	\$ 348,67	\$ 384,33	\$ 420,00	\$ 455,67	\$ 491,33	\$ 527,00	\$ 561,67	\$ 598,33	\$ 634,00
Finding costs (EX)	\$ 2,73	\$ 3,10	\$ 3,02	\$ 3,07	\$ 3,28	\$ 3,64	\$ 3,69	\$ 3,93	\$ 4,47	\$ 4,62	\$ 4,93	\$ 5,69	\$ 5,85

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Custo exploração milhões	\$ 563,00	\$ 535,34	\$ 805,23	\$ 1.076,00	\$ 1.359,00	\$ 1.279,00	\$ 1.683,00	\$ 2.223,00	\$ 2.037,00	\$ 2.570,00	\$ 3.494,00	\$ 3.044,00	\$ 3.797,00
Custo exploração milhões (HPF)	\$ 335,86	\$ 570,75	\$ 807,90	\$ 1.049,24	\$ 1.296,66	\$ 1.552,33	\$ 1.819,00	\$ 2.096,75	\$ 2.384,25	\$ 2.681,46	\$ 2.984,85	\$ 3.289,79	\$ 3.596,73
Reservas milhões	\$ 206,00	\$ 233,00	\$ 262,00	\$ 19,00	\$ 1.341,00	\$ 1.577,00	\$ 420,00	\$ 209,00	\$ 522,00	\$ 167,00	\$ 172,00	\$ 76,00	\$ 1.114,00
Reservas milhões (HPF)	\$ 340,56	\$ 392,01	\$ 442,12	\$ 487,95	\$ 524,76	\$ 543,12	\$ 541,78	\$ 529,80	\$ 515,04	\$ 502,16	\$ 495,87	\$ 797,54	\$ 505,30
Finding costs (HPF)	\$ 0,99	\$ 1,46	\$ 1,83	\$ 2,15	\$ 2,47	\$ 2,86	\$ 3,36	\$ 3,96	\$ 4,63	\$ 5,34	\$ 6,02	\$ 4,12	\$ 7,12

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS.

Tabela 6 - Índice de reposição de reservas, 1999-2010.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
IRR %	158	158	104	320	356	170	131	174	124	123	110	240

Fonte: Dados dos relatórios da PETROBRAS.

APÊNDICE D – Índice de distribuição do Valor Adicionado

Tabela 7 - Índice da distribuição do valor adicionado da PETROBRAS
em %

Agentes	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Pessoal	14,31	8,72	5,58	5,5	4,12	4,78	5,21
Governo	63,38	50,12	54,77	57,14	59,93	64,12	64,79
Inst. Financeiras	14,40	34,16	13,25	16,21	20,39	7,92	8,87
Acionistas	3,19	3,49	6,69	7,36	4,38	7,47	6,0
Lucros	4,72	3,52	19,72	13,78	11,18	15,71	15,13
Total	100	100	100	100	100	100	100

Agentes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pessoal	7,12	6,78	8,67	10,28	11,29	11,63	11,1
Governo	59,06	60,89	59,69	60,35	56,19	56,60	57,5
Inst. Financeiras	8,87	11,56	12,88	7,73	9,50	9,0	13,0
Acionistas	6,0	6,66	5,6	7,03	6,0	7,35	6,6
Lucros	15,13	15,6	13,16	14,82	17,02	15,22	11,6
Total	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaboração própria a partir de Almeida *et al*, 2009; PETROBRAS.