

ESTIMATIVA DA CONTRIBUIÇÃO DO SETOR PETRÓLEO AO PRODUTO
INTERNO BRUTO BRASILEIRO: 1955/2004

Amanda Pereira Aragão

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

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Giovani Vitória Machado, D.Sc.

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2005

ARAGÃO, AMANDA PEREIRA

Estimativa da Contribuição do Setor
Petróleo ao Produto Interno Bruto Brasileiro:
1955/2004 [Rio de Janeiro] 2005.

XIII, 152 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc. Planejamento Energético, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Valor agregado do setor petróleo
2. Indústria do Petróleo no Mundo
3. Indústria do Petróleo no Brasil

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Com todo amor, à minha mãe, ao meu irmão e ao meu
namorado. Sem vocês nada disso teria sentido.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Professor Roberto Schaeffer, por todo o incentivo e apoio dado durante a realização desta tese. Sobretudo, por entender minha indecisão quanto à escolha do tema e, neste momento, se mostrar sempre acessível às minhas dúvidas e disposto a ajudar na elaboração do mesmo.

Ao meu orientador, Professor Giovani Machado, pelo estímulo ao desenvolvimento desta pesquisa, seja no compartilhamento do seu conhecimento seja nas sugestões bibliográficas. Sua participação foi imprescindível para a conclusão deste trabalho.

À equipe do projeto da Matriz Energética Brasil e Rio de Janeiro: Alexandre, André, Amaro, Carla, Jéferson, Hélcio e Heloisa. Agradeço, principalmente, aos Professores Roberto e Giovani, por me permitirem fazer parte desta equipe. Obrigada pela confiança.

Ao CNPq pelo apoio financeiro que me permitiu a realização deste trabalho.

Aos meus amigos do PPE, Patrícia, Jacqueline, Juliana e Natália. Também, a todos que fizeram parte da turma de 2002.

Aos funcionários do PPE, Sandra, Rita, Mônica, Simone e Fernando.

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

ESTIMATIVA DA CONTRIBUIÇÃO DO SETOR PETRÓLEO AO PRODUTO
INTERNO BRUTO BRASILEIRO: 1995/2004

Amanda Pereira Aragão

Março/ 2005

Orientadores: Roberto Schaeffer

Giovani Vitória Machado

Programa: Planejamento Energético

Este estudo desenvolve uma metodologia para se estimar a contribuição do setor petróleo e da Petrobras ao PIB nacional para o período de 1955 a 2004, sendo ao último ano cabíveis atualizações trimestrais. Tal metodologia utiliza dados disponibilizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pela Petrobras. O objetivo geral é mostrar como mudanças na estrutura da indústria petrolífera nacional afetam as taxas de crescimento do valor agregado petrolífero. Estima-se que a contribuição média do setor petróleo ao PIB tenha sido de: 2,44% (nos anos 60), 2,79% (anos 70), 4,20% (anos 80), 3,36% (1990/97) e 4,94% (1998/2003). No ano de 2004, mantendo a trajetória de crescimento observada após a Lei 9478/97, estima-se que o setor tenha representado 8,11% do PIB brasileiro.

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

ESTIMATE OF THE OIL SECTOR CONTRIBUTION TO BRAZILIAN GROSS
NATIONAL PRODUCT: 1955/2004

Amanda Pereira Aragão

March/ 2005

Advisors: Roberto Schaeffer

Giovani Vitória Machado

Department: Energy Planning Program

This study develops a methodology for estimating the contribution of the oil sector and Petrobras to the Brazilian GDP in the period that goes from 1955 to 2004 – being trimester updates applied to the last year. Such a methodology uses data of the Brazilian Institute of Geography and Statistics (IBGE) and Petrobras. The general objective of this research is to show how changes in the structure of the national oil industry affects the growth rates of the oil sector's aggregated value. The average contribution of the oil sector to Brazilian's GDP was estimated in 2,44% for the 1960's; 2,79% for the 1970's; 4,20% for the 1980's; 3,36% from 1990 to 1997 and 4,94% from 1998 to 2003. Supposing that the growth tendency observed after the Law 9478/97 is maintained, the research estimates that the oil sector was represented 8,11% of Brazilian's GDP in 2004.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1. FORMAÇÃO E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA MODERNA DO PETRÓLEO E SUA RELEVÂNCIA NA ECONOMIA MUNDIAL DO SÉCULO XX	8
1.1 Formação da Indústria Moderna do Petróleo	8
1.2 Evolução da indústria de petróleo: internacionalização e novos negócios.....	20
2. FORMAÇÃO E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL ...	44
2.1 Formação da Indústria do Petróleo no Brasil	44
2.2 Evolução da Indústria do Petróleo no Brasil	53
2.3 Indústria do Petróleo a partir da década de 1990.....	65
3. METODOLOGIA PARA AVALIAR A CONTRIBUIÇÃO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS AO PRODUTO INTERNO BRUTO BRASILEIRO	78
3.1 Contas Nacionais no Brasil	78
3.2 Metodologias para estimar a contribuição do setor petróleo ao PIB nacional	84
3.2.1 Metodologia estruturada nos dados do IBGE.....	85
3.2.2 Metodologias complementares	97
4. CONTRIBUIÇÃO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS AO PRODUTO INTERNO BRUTO BRASILEIRO DO PERÍODO DE 1955 A 2004	104
4.1 Apresentação agregada dos resultados para o período de 1955 a 2003.....	104
4.2 Análise dos resultados de 1955 a 1990.....	108
4.2.1 Período de 1955 a 1970	108
4.2.2 Período de 1970 a 1990	110
4.2.3. Período de 1990 a 2003	114
4.3 Valor Agregado Trimestral: 2004.....	131

CONCLUSÃO.....	135
BIBLIOGRAFIA.....	139
ANEXO.....	147

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 : Localização de Titusville.....	12
FIGURA 1.2: Comportamento histórico do preço do petróleo –1970/1998	37
FIGURA 1.3: Produção mundial de petróleo - Mil barris/dia.....	39
FIGURA 1.4: Produção mundial <i>onshore</i> e <i>offshore</i> de petróleo - Mil barris/dia, 1930/2003	41
FIGURA 2.1: Consumo de lenha, carvão mineral, derivados de petróleo e eletricidade (mil tEP), 1930/1969	45
FIGURA 2.2: Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil entre 1957/1973 - em milhões de barris.....	55
FIGURA 2.3: Produção de gasolina, diesel, óleo combustível, querosene e GLP em m ³ , 1954/1969.....	56
FIGURA 2.4: Investimentos da Petrobras por segmento (proporção em relação ao investimento total) – 1960/89.....	58
FIGURA 2.5: Número de poços exploratórios perfurados e sondas no Brasil, 1970/89	61
FIGURA 2.6: Produção Nacional de Óleo e Condensado (barris/dia), 1970/89.....	62
FIGURA 2.7: Reservas provadas de petróleo no país – 1990 –2003	74
FIGURA 3.1: O processo de produção e o conceito de produto	81
FIGURA 4.1: Participação do valor agregado do setor petróleo e Petrobras no PIBpm brasileiro (%), 1955 – 2003	105
FIGURA 4.2: Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil em 1.000m ³ , 1955/1969.....	109
FIGURA 4.3: Valor agregado do setor petróleo, consumo, produção e preço do petróleo, 1970/1989.....	111

FIGURA 4.4: Contribuição das companhias distribuidoras, exceto BR, ao valor agregado do setor petróleo, 1972/1989	113
FIGURA 4.5: Valor agregado da Petrobras distribuído por: pessoal, entidades governamentais, instituições financeiras e fornecedores e acionistas, em R\$ bilhões, 1998/2003	118
FIGURA 4.6: Evolução da produção nacional de petróleo e investimento em E&P, 1990/2003	120
FIGURA 4.7: Evolução do valor agregado (R\$ bilhões) e do preço internacional do petróleo (Brent), 1990/2003	121
FIGURA 4.8: Participação dos impostos, taxas, contribuições e participações governamentais no valor adicionado das entidades governamentais (%), em 2003	122
FIGURA 4.9: Evolução da arrecadação em participações governamentais: Taxa de ocupação, Royalties, Participação Especial e Bônus de Assinatura, em R\$ bilhões, 1998/2003	123
FIGURA 4.10: Índice de conteúdo local nas rodadas de licitação, 1998/2003.....	125
FIGURA 4.11: Composição percentual do PIB Petróleo, 1990/2003.....	126
FIGURA 4.12: Petróleo processado nas refinarias brasileiras	127
FIGURA 4.13: Participação das distribuidoras de combustíveis no valor agregado do comércio atacadista e varejista de combustíveis líquidos (%), 1990/2003	131
FIGURA 4.14: Valor agregado trimestral da Petrobras (R\$ bilhões), 1999/2004	132

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1.1: Produção mundial de petróleo, 1900-1925 – Milhares de barris/ano.....	28
TABELA 1.2: Composição acionária da Companhia Iraquiana do Petróleo – 1928.....	29
TABELA 1.3: Produção de petróleo na Arábia Saudita – 1939/1950	32
TABELA 1.4: O peso do Cartel das Sete Irmãs no mercado internacional do petróleo (%).....	36
TABELA 1.5: Principais aquisições e fusões na indústria petrolífera entre 1984 e 2000	40
TABELA 2.1: Parque nacional de refino: unidades, localização, e capacidade nominal de operação - original e atual (2003).....	60
TABELA 2.2: Recordes mundiais de produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas pela Petrobras	66
TABELA 2.3: Maiores produtores mundiais de petróleo (em mil barris/dia).....	75
TABELA 2.4: Produção de petróleo no Brasil por empresa	76
TABELA 3.1: Estimativa do valor bruto da produção e dos valores agregados pelos setores produtivos	82
TABELA 3.2: Atividades econômicas do Novo Sistema de Contas Nacionais (NSCN) com segmentos do setor petróleo	85
TABELA 3.3: Participação das classes e atividades no valor adicionado a preços básicos (%) - 1990-2003.....	86
TABELA 3.4: Divisão das atividades relacionadas ao setor petróleo na PIA de 1990/95 e 1996/2003	89
TABELA 3.5: Peso dos segmentos de “extração de petróleo e GN” e “extração de carvão” - 1990/2003	91

TABELA 3.6: Peso dos segmentos “refino de petróleo” e “petroquímica” – 1990/2003	92
TABELA 3.7: Divisão das atividades relacionadas ao setor petróleo na PAC de 1990/95 e 1996/2003	94
TABELA 3.8: Peso do segmento “comércio de combustível” – 1990/2003.....	95
TABELA 3.9: Peso dos segmentos do setor petróleo utilizados nas atividades econômicas do NSCN (%)......	96
TABELA 3.10: Metodologia para identificar a participação da Petrobras no PIBpm e PIBpb	99
TABELA 3.11: Participação das classes e atividades no valor adicionado a preços básicos (%), dado trimestrais de 2004	100
TABELA 3.12: Participação das distribuidoras de combustíveis no mercado nacional, exceto BR Distribuidora, em (%), 1964/1989	101
TABELA 3.13: Participação das distribuidoras de combustível no segmento “Comércio de Combustível” (%), 1990/2003	102
TABELA 4.1: Contribuição percentual e monetária da Petrobras e do setor petróleo ao PIB, 1955 – 2003	107
TABELA 4.2: PIB brasileiro, do setor petróleo e da Petrobras, em valores reais (R\$ bilhões), 1990/2003	117
TABELA 4.3: Composição do PIB setor petróleo e participação do PIB Petrobras no PIB Petróleo (%), 1990/2003	117
TABELA 4.4: Contribuição do segmento “comércio de combustível” ao PIB brasileiro, em valores reais (R\$ milhões), 1990/2003	129
TABELA 4.5: Contribuição percentual e monetária (R\$Bilhões) da Petrobras e do setor petróleo ao PIB, valores trimestrais de 2004.....	133

TABELA A.1: Composição do Produto Interno Bruto sob as três óticas - 1997-2001	147
TABELA A.2: Pesquisa Industrial Anual (PIA) 2001 – em R\$1.000 (valores correntes)	
.....	148
TABELA A.3 : Demonstração do valor adicionado da Petrobras-2002, em R\$ 1.000 (valores correntes)	149
TABELA A.4: Participação das distribuidoras de combustíveis no mercado nacional (%), 1964/1989	150
TABELA A.5: Valor agregado das distribuidoras de combustível, em preços constantes a 2003 (R\$ mil), 1972/1989.....	151
TABELA A.6: Valor agregado trimestral da Petrobras, em preços constantes a 2003 (R\$ mil), 1999/2004	151

INTRODUÇÃO

A realização deste estudo visa contribuir para a avaliação do papel do setor petróleo à economia brasileira. Não obstante a existência de alguns estudos sobre o assunto (PETROBRAS, 1997; ONIP, 2000; MACHADO, 2002; ANP, 2004), nota-se uma razoável escassez de estimativas do valor adicionado da indústria petrolífera que sejam regulares e, sobretudo, consolidadas (séries longas com tratamento metodológico consistente) e de menor defasagem temporal na divulgação. São estas estimativas do valor adicionado da indústria petrolífera que permitem avaliar a contribuição do setor para o crescimento do Produto Interno Bruto do Brasil.

O PIB é uma das estatísticas mais importantes de um país, por destinar-se ao estudo dos valores agregados da produção, da renda, do consumo e da acumulação. Assim, é de grande valia que se identifique o quanto o setor petrolífero vem contribuindo para sua composição. A repercussão dos estudos recentes sobre o tema e o interesse dos agentes econômicos e especialistas por atualizações das estimativas mostra que há demanda da sociedade por informações regulares e atuais. A título de exemplo, a própria ANP passou a destacar em seu Relatório Anual a contribuição do setor petróleo ao PIB do país (ANP, 2002; ANP, 2003). Desta forma, este estudo desenvolve uma metodologia para se estimar a contribuição do setor petróleo e da Petrobras ao PIB nacional para o período de 1955 a 2004, sendo ao último ano cabíveis atualizações trimestrais. O objetivo geral é mostrar como mudanças na estrutura da indústria petrolífera nacional afetaram as taxas de crescimento do PIB petrolífero.

Entende-se por indústria petrolífera o conjunto de atividades relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação, distribuição e comercialização de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos e seus derivados. Tendo em vista que o objetivo do trabalho será estimar a contribuição do setor petróleo ao PIB, este focará a desagregação da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural (O&G) em seus segmentos “clássicos” de: exploração e produção (*upstream*), refino de petróleo e processamento de gás (*midstream*) e comercialização de combustíveis (*downstream*).

Durante todo o século XX, notável foi a contribuição do setor petróleo à economia mundial. Apesar de as crises de 1973 e 1979 mostrarem ao mundo as conseqüências de uma economia sustentada energeticamente por um combustível vulnerável a fortes oscilações no preço, o petróleo ainda se mantém como o energético mais consumido do mundo. No ano de 2002, este foi responsável por 43% da demanda final de energia, o equivalente a 3.030 milhões tEP. Dentre os setores consumidores, destacam-se o transporte e o industrial, que conjuntamente demandaram 73,3% da oferta final de petróleo (IEA, 2004a).

No entanto, a relevância da indústria do petróleo mundial não se limita a sua posição como principal fonte de energia. A magnitude dos diversos segmentos de sua cadeia produtiva pode ser verificada em termos econômicos, políticos e financeiros. Estima-se que entre 2001 e 2030, sejam investidos o montante de US\$ 3,04 trilhões, sendo US\$ 2,18 trilhões em exploração e produção (72%), US\$ 395 bilhões em refino (13%) e US\$ 456 milhões nos demais segmentos (15%) (IEA, 2004b).

No ano de 2004, dentre as 10 maiores empresas do mundo, 3 eram companhias petrolíferas. Com relação ao rank das 50 maiores companhias mundiais, 7 eram do setor petróleo, o que resultou em patrimônio avaliado em US\$ 1,4 trilhão: ExxonMobil (US\$ 283,61 bilhões), BP (US\$ 193,05 bilhões), Royal Dutch/Shell Group (US\$ 174,83 bilhões), Total (US\$ 122,94 bilhões), ChevronTexaco (US\$ 96,7 bilhões), ENI (US\$ 82,07 bilhões) e Gazprom (US\$ 70,78 bilhões) (FORTUNE, 2004).

Um fator determinante para performance da indústria do petróleo e da economia mundial é o preço do óleo no mercado internacional. Oscilações no preço do petróleo, causadas seja pelo poder de mercado dos grandes demandantes seja pelo poder dos grandes produtores (sobretudo OPEP), afetam tanto a economia dos países desenvolvidos quanto dos em desenvolvimento. Aumentos nos preços do petróleo tendem a proporcionar o crescimento da dívida (déficit externo) - dos países importadores do produto, da inflação, do desemprego e, conseqüentemente, uma redução do PIB. De acordo com IEA (2004c), um acréscimo sustentado de US\$ 10,00 no preço do barril causaria no ano seguinte, aos países pertencentes a OCDE, uma queda de 0,4% no PIB e de 0,1% no emprego, bem como um aumento de 0,5% na inflação doméstica. Os países exportadores de petróleo apresentariam taxas positivas do PIB apenas no primeiro ano, pois nos seguintes o mesmo declinaria em função da redução nas exportações dos bens e serviços não relativos ao setor petróleo.

No caso dos países em desenvolvimento, o aumento sustentado no preço do petróleo provocaria variações semelhantes aos dos países da OCDE. Na Ásia, por exemplo, o impacto seria de uma queda de 0,8% no PIB e um acréscimo de 1,4% na

inflação. Na América Latina, pelo fato de não ser intensamente dependente da importação de petróleo, a queda no PIB seria de apenas 0,2% e o aumento no índice de preços de 1,2%. Destarte, o resultado para o PIB mundial seria uma queda de 0,5% (IEA, 2004c).

No entanto, ainda que o resultado de um acréscimo no preço do petróleo seja uma retração do PIB mundial, existe uma correlação positiva entre nível de preço e o nível de investimentos no setor. De acordo com IEA (2004d), um acréscimo de 1% nos preços do petróleo acarreta um aumento de 0,44% nos investimentos, fato que pode levar a um aumento no potencial de geração de valor agregado do setor petróleo no longo prazo. Diante disto, esta tese mostrará as oscilações no valor agregado do setor petróleo no Brasil, procurando identificar os principais motivos que as justificam.

A inserção do setor petróleo no aparelho produtivo nacional tanto se dá na condição de fornecedor de combustíveis, derivados e matérias-primas, como na de consumidor de bens e serviços especializados e não especializados. Os benefícios relativos ao setor são verificados em termos de finanças públicas, balança comercial, emprego, pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Em termos fiscais, a importância do setor é dada pela multiplicidade de fatos geradores de impostos a ele associados. Além da arrecadação de impostos associada ao montante de negócios realizados pela cadeia produtiva e de fornecedores (IR, IPI, ICMS, etc.), destaca-se a arrecadação de royalties que representa hoje uma importante fonte de recursos para os estados e, sobretudo, municípios envolvidos nas bacias. Já o impacto sobre as contas externas ocorre,

principalmente, pelo crescimento da produção interna de óleo, dando origem a reduções na conta petróleo da balança comercial brasileira.

De fato, são poucos os setores da indústria brasileira que se equiparam à indústria de petróleo em termos de sua capacidade indutora da economia como um todo. Somente a Petrobras deverá investir, no período 2004/2010, cerca de US\$ 53,6 bilhões representando um investimento médio anual de US\$ 6,6 bilhões no país e US\$ 1,1 bilhão no exterior. A atividade petrolífera nacional é, também, um importante fator de dinamização do desenvolvimento regional. As atividades de exploração e produção na região fluminense têm significativo peso na geração de emprego e geração de rendas locais (PETROBRAS, 2005).

Enfim, desde meados da década de 90, observa-se uma tendência de incremento das participações governamentais, dos empregos diretos e indiretos ao setor, do desenvolvimento da indústria para-petroleira, bem como de uma redução nos gastos externos com importação de petróleo. Ademais, através da metodologia proposta será possível vislumbrar os aumentos contínuos no valor agregado deste setor, tanto em termos monetários, quanto percentuais (relação ao PIB nacional).

Cabe enfatizar que a finalidade deste estudo não será discutir quais seriam os caminhos para uma forte expansão do PIB petróleo, ou, quais seriam as melhores políticas, procedimentos técnicos e econômicos a serem implementados pelo Estado (município, estados e união), pela Petrobras e pelas companhias particulares para o aumento da contribuição deste ao PIB nacional. Questões que envolvem, por exemplo,

as regras empregadas nas rodadas de licitação, o uso público das participações governamentais, o papel da agência reguladora (ANP), dentre outras, não serão debatidas neste estudo, pois extrapolam seu escopo. O objetivo aqui é desenvolver uma metodologia para estimar o valor agregado da indústria petrolífera nacional, para que, a partir daí, o leitor possa embasar suas discussões acerca do setor.

Desta maneira, o estudo é organizado em quatro capítulos. No primeiro capítulo é sintetizada a formação e evolução da indústria mundial do petróleo, destacando-se a formação do padrão de concorrência a ser seguido pelas grandes companhias internacionais, estabelecido pela Standard Oil, o controle de mercado das “sete irmãs”, e o surgimento das empresas petrolíferas estatais.

No segundo capítulo, abordam-se questões relativas a evolução da indústria nacional do petróleo, no qual serão apresentadas as principais mudanças institucionais, política e estruturais do setor para todo o século XX. O objetivo é analisar sob a perspectiva histórica informações que facilitem a compreensão das estimativas do PIB petrolífero brasileiro, apresentados no último capítulo.

No terceiro capítulo, apresenta-se a metodologia desenvolvida para estimar a contribuição anual do setor petróleo ao PIB nacional de 1955 a 2003, e trimestral, em 2004. O instrumento analítico aqui desenvolvido caracteriza-se por sua simplicidade de operação e consistência, tendo em vista que o mesmo é alimentado por informações disponibilizadas pela Petrobras e o IBGE.

No quarto e último capítulo são apresentados os resultados da metodologia, intercalados com análises temporais baseadas em informações históricas descritas no primeiro e segundo capítulos. Uma ênfase maior será destinada ao período de 1990 a 2004, anos em que a metodologia permite análises diferenciadas para os segmentos de exploração e produção, refino e distribuição de combustíveis (varejo e atacado). E, por fim, serão sumariadas as principais conclusões desta tese.

1. FORMAÇÃO E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA MODERNA DO PETRÓLEO E SUA RELEVÂNCIA NA ECONOMIA MUNDIAL DO SÉCULO XX

O objetivo deste capítulo é traçar as principais mudanças que ocorreram na indústria mundial do petróleo no decorrer do século XX. Na sua evolução, destacam-se as sucessivas descobertas de bacias sedimentares ricas em petróleo, a formação do padrão de concorrência a ser seguido pelas grandes companhias internacionais, o surgimento das empresas petrolíferas estatais e sua importância para as políticas e economias no mercado mundial do petróleo.

Neste primeiro momento, serão oferecidos elementos para um melhor entendimento das análises desenvolvidas nos capítulos seguintes, onde serão estudadas a indústria petrolífera no Brasil e sua importância macroeconômica para o país.

1.1 Formação da Indústria Moderna do Petróleo

Apesar da indústria petrolífera ter como marco inicial o ano de 1859, registros sobre o afloramento natural de petróleo remetem à Antiguidade, a cerca de 3.000 ac, na Mesopotâmia. Inicialmente, o petróleo, também chamado de betume, era utilizado com os seguintes fins: para argamassa na construção e pavimentação das estradas, como impermeabilizante de embarcações, remédio¹, e, de modo restrito, como iluminante.

No período da Idade Média, foi observado o vazamento de petróleo em muitas regiões da Europa – Bavária, Silícia, Vale do Pó, Alsácia, Hannover e Galícia. No

¹ O petróleo era utilizado para as seguintes funções farmacêuticas: estancar hemorragia, curar feridas e dor de dente, tratar catarata, aliviar o reumatismo, baixar a febre, entre outros (YERGIN, 1990).

entanto, sua aplicação ainda se restringia ao uso farmacêutico. A ocorrência da utilização do petróleo de modo mais amplo, como iluminante, só acontece em meados de 1850, no ocidente europeu, onde camponeses cavavam poços manualmente para obter petróleo, que refinado redundava em querosene. O fluido iluminante chegou a ser comercializado em Viena e Galícia, porém em pequena escala, devido, sobretudo, à falta de tecnologia de perfuração. Para se ter uma idéia de quão pequena era a produção européia, nos anos de 1857 e 1858 foram produzidos, respectivamente, dois mil e quatro mil barris de petróleo (API, 1998; YERGIN, 1990).

Dessa forma, ainda que o petróleo não tenha sido descoberto concomitantemente ao surgimento da sua indústria, é importante destacar o conhecimento do produto pelas antigas civilizações para mostrar porque neste estudo é considerada a moderna indústria do petróleo. Logo, esta seção será dividida em três partes. Primeiramente, será mostrada a descoberta do petróleo pela sociedade industrial, a seguir a formação dos segmentos de refino, transporte e distribuição e, por fim, a definição mundial da indústria petrolífera pela Standard Oil.

A descoberta do petróleo pela sociedade industrial

Anteriormente ao desenvolvimento industrial do século XVIII, impulsionado pela Revolução Industrial, a produção e serviços eram fundamentados na utilização da força das águas e ventos, da lenha e do carvão vegetal. Todavia, a intensa devastação das florestas inglesas para a produção de madeira e lenha, e a intermitência do fornecimento de fontes primárias tradicionais, levaram à busca por fontes de abastecimento contínuo e de alto poder calorífico compatível com o estágio técnico vigente. É nesse contexto que

o carvão mineral torna-se o principal combustível, sendo impulsionado pela difusão da máquina a vapor no período de 1790 a 1813 (BRAUDEL, 1979; LANDES, 1969).

Com a Revolução Industrial, se intensifica o consumo mundial de energia relacionado à necessidade de iluminação artificial, funcionamento e lubrificação das máquinas. Até então, os melhores iluminantes acessíveis à maioria da população eram os candeeiros² a óleo, e as velas de sebo ou de cera; isto é, pavios impregnados de alguma gordura animal (principalmente porco e baleia) ou vegetal. Durante este período, o óleo de cachalote³ constitui-se no padrão de iluminação para o segmento mais rico da população. Contudo, a caça predatória de cardumes de baleias provocava a elevação do preço do animal, tornando necessária a descoberta de novos fluidos iluminantes (YERGIN, 1990; ROSENBERG, 1982; FREEMAN, 1997).

Surge então o canfeno, um derivado da terebintina⁴, que tinha a desvantagem de ser altamente inflamável, o que ocasionava diversos acidentes residenciais. Havia também o “gás urbano” ou “gás de hulha”, destilado do carvão mineral, que era mais caro que o óleo utilizado nas lâmpadas, e não supria a função de lubrificação requerida pela fricção na mecanização, dificultando a atividade dos teares mecânicos e das máquinas a vapor (MARTIN, 1990).

No fim da década de 1840, o geólogo canadense Abraham Gesner desenvolve um processo para extrair óleo do carvão ou de substâncias similares, e para refiná-lo, de forma a convertê-lo num óleo iluminante de boa qualidade, denominado de

² Aparelho para iluminar, a óleo ou gás inflamável.

³ Espécie de baleia.

⁴ Resina extraída do pinheiro e de outras árvores.

“querosene”. Por volta de 1859, a produção de querosene ou “óleo de carvão” era realizada por aproximadamente 34 companhias nos Estados Unidos. Entretanto, apesar de ser o criador das técnicas a serem utilizadas futuramente na refinação do petróleo, não foi Gesner o responsável pelo início da indústria petrolífera (YERGIN, 1990).

A indústria moderna do petróleo teve como um de seus eventos relevantes a observação por George Bissel de uma primitiva indústria de coleta de óleo, feita através de escumadeiras e trapos, quando estava de passagem pelo oeste da Pensilvânia em 1853. Intuindo o potencial energético e econômico do produto, Bissel cria a primeira empresa de petróleo do mundo, a Pennsylvania Rock Oil Company, e contrata Benjamin Sillimans , professor respeitado no mundo científico do século XIX, para que testasse as propriedades do óleo como iluminante e lubrificante. Em 16 de abril de 1855, Sillimas entrega o relatório final à companhia, no qual afirma ser o óleo de pedra⁵ de altíssima qualidade (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975).

Diante do estudo em que apontava as vantagens do fluido iluminante extraído do óleo de pedra, restava à companhia a comprovação da existência de suprimento em uma escala economicamente viável de produção. Era necessário encontrar óleo em proporções maiores, de modo que seu preço não fosse superior ao dos óleos iluminantes vendidos no período. Foi quando Bissel teve a idéia de adaptar as técnicas de sondagem e perfuração de poços de sal para a busca de petróleo. A substituição das escavadeiras por perfuração seria uma alternativa compatível com o objetivo da companhia: encontrar óleo de pedra em abundância (YERGIN, 1990).

⁵ Nome dado ao petróleo no período anterior a sua descoberta, de modo a distingui-lo dos óleos vegetais e de gorduras animais. O óleo era obtido por meios primitivos, no qual trapos eram umedecidos no óleo e torcidos.

Bissel e Sillimans constituem, então, uma nova empresa, Seneca Oil Company, com a finalidade de explorar bacias sedimentares na região de Titusville, no noroeste da Pensilvânia. O encarregado das atividades era Edwin Drake, conhecido como Coronel Drake, que em 27 de agosto de 1859 fura o primeiro poço de petróleo, a 21 metros de profundidade, nas planícies do estreito vale do Córrego Oil. Esta data é considerada o marco inicial da indústria moderna do petróleo. Através da figura apresentada a seguir é possível visualizar o local onde surge a indústria mundial do petróleo.

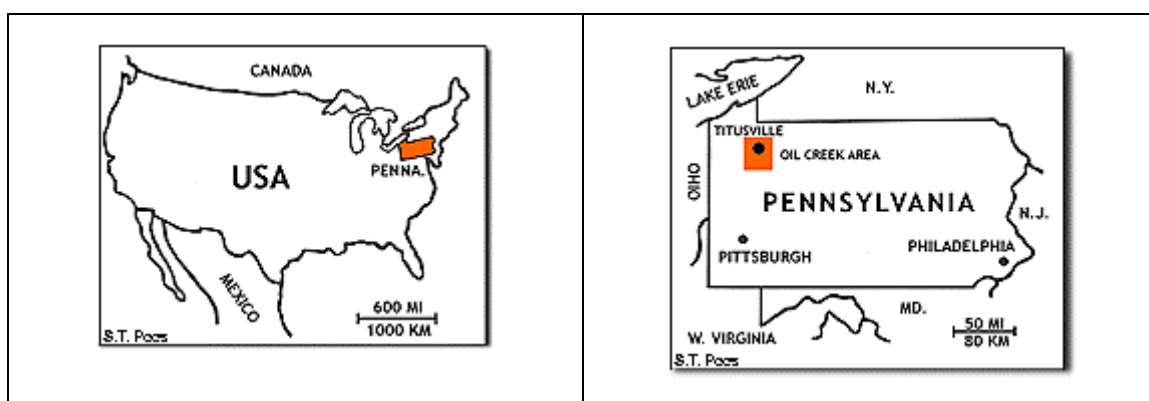


FIGURA 1.1 : Localização de Titusville

Fonte: www.oilhistory.com

Posteriormente à descoberta de Drake, ocorre uma súbita procura pelas terras do Córrego Oil e após 15 meses cerca de 75 poços estavam em produção. O volume produzido, que se elevou de 500 mil barris em 1860 para 2,1 milhões em 1861, fez o preço do barril do petróleo despencar de dez dólares para até dez centavos de dólar no final de 1861, e, ocasionar a substituição do óleo de carvão e outros iluminantes pelo petróleo (API, 1998; YERGIN, 1990).

No que se refere à rápida expansão da produção dois fatores foram importantes na estruturação da indústria petrolífera. O primeiro foi a “regra da captura”, uma doutrina

baseada na lei britânica e que passou a ser aplicada à produção de petróleo. A regra significava que os proprietários de terra tinham o direito de extrair petróleo sob suas terras, o que levava à extração simultânea de um campo por diversos proprietários, já que os limites territoriais da superfície não eram aplicados ao subsolo. Por conseguinte, havia um incentivo para a produção rápida, sem em contrapartida haver preocupações com os desperdícios e danos causados nos reservatórios⁶. No entanto, apesar do efeito mais notável da regra da captura ter sido a exploração predatória dos campos de petróleo, a regra também acirrou a competição entre os produtores e proporcionou o aumento da produção e da difusão das técnicas requeridas na produção do óleo bruto.

Outro fator marcante na formação do setor de petróleo foi a flutuação do preço causada pelas superproduções de petróleo, o que alterava bruscamente o preço do barril, e acarretava enriquecimentos e falências instantâneas. No início de 1861, o preço era de 10 dólares, em 1862, o preço caiu para 4 dólares e em 1863 sobe para 7 dólares o barril (YERGIN, 1990).

O advento do refino, transporte e distribuição

No que concerne ao segmento do refino, as técnicas requeridas para a refinação do petróleo já haviam sido desenvolvidas anteriormente por Gesner para produzir o “querosene” a partir do “óleo de carvão”. Com o feito de encontrar o hidrocarboneto em

⁶ Devido à regra da captura, cada operador cavava os seus poços e produzia o mais rápido possível, drenando não apenas o petróleo sob sua propriedade, mas também o da propriedade vizinha. Essa doutrina fundamentou os excessos de uma produção descontrolada e a flutuação selvagem dos preços que se seguiam a cada nova descoberta (YERGIN, 1990).

escala comercial, restava apenas a disseminação da técnica e do consumo de seus derivados, o que rapidamente ocorreu.

Em 1860 já existiam pelo menos quinze refinarias em operação nas áreas próximas a Titusville, que ficaram conhecidas como *Oil Regions*, além de mais cinco em Pittsburgh. As refinarias estabelecidas com o auxílio de procedimentos simples e baratos eram utilizadas para converter o máximo de óleo bruto em querosene, sendo os derivados mais leves inicialmente não comercializados (YERGIN, 1990).

Em 1861, o navio Elizabeth Watts leva o primeiro carregamento de petróleo americano para a Europa. Partindo da Filadélfia, com uma carga de 900 mil barris de querosene, o navio abastece Inglaterra, França e Alemanha, que passam a consumir o combustível regularmente. Tamanho foi o sucesso que, no mesmo ano, as exportações americanas do produto já representavam um terço da produção (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975; TUSIANI, 1996).

Superadas as fases de produção e refino, a próxima etapa foi facilitar o transporte do petróleo, que até então era feito por carroceiros. Para este fim, foi construído em 1863 o primeiro oleoduto, feito de madeira e que interligava a *Oil Regions* às ferrovias.

Portanto, até o fim da década de 1860 foi estabelecido o alicerce da indústria do petróleo, com a entrada em operação das atividades de exploração, produção, refino e distribuição. Dez anos após o primeiro poço perfurado por Drake, já existiam 194 refinarias em operação nos EUA (MARTIN, 1990), aproximadamente 5.560 poços

perfurados na *Oil Regions* (MINADEO, 2002), e a produção havia alcançado 4,2 milhões barris (API, 1998).

Definição do padrão de concorrência da indústria petrolífera: Rockefeller e a Standard Oil

A Standard Oil Company, empresa fundada por John D. Rockefeller, foi a mais importante companhia na formação da indústria do petróleo, integrando todas as atividades relativas ao setor. Apesar de ter sido registrada apenas em janeiro de 1870, a empresa começou a ser estruturada e expandida na década anterior.

Rockefeller possuía uma empresa de transportes de mercadorias em Cleveland, no estado de Ohio. Em 1863, a construção de uma nova ferrovia na região, ligada diretamente a *Oil Regions* na Pensilvânia, fez com que surgissem diversas refinarias na cidade, atraindo o empresário para o setor. Em 1866⁷, já possuía duas refinarias e havia organizado uma empresa em Nova York para administrar o comércio interno e a exportação de querosene (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975; YERGIN, 1990).

O primeiro passo para construir a empresa que viria ser o padrão mundial para o setor de petróleo foi dado quando Rockefeller fortaleceu e ampliou sua empresa mantendo a qualidade do querosene vendido. Para aumentar sua lucratividade, o custo do produto refinado deveria ser baixo, o que exigia eficiência nas operações e o domínio de algumas atividades relacionadas ao setor que encareciam o preço final do produto.

⁷ Nesta data, a região de Cleveland contava com cerca de 50 refinarias e, em 1869, torna-se o maior parque de refino dos Estados Unidos (MINADEO, 2002).

“Rockefeller adquiriu suas próprias extensões de terra, onde cresciam os carvalhos com que eram feitos os barris, comprou carros-tanques, assim como depósitos (...) e seus próprios barcos”(YERGIN, 1990).

A integração do processo de refino com as atividades de suprimento e distribuição permitiu que a empresa se tornasse menos vulnerável à instabilidade do mercado de suprimentos, melhorando a competitividade de seu produto. As greves e aumentos dos carroceiros que controlavam o transporte dos campos produtores às estações ferroviárias, não mais a prejudicariam. Similarmente, Rockefeller estabelece contratos com as ferrovias que são extremamente vantajosos para sua empresa. Ao fim de 1860, Rockefeller já era o dono da maior refinaria do mundo.

Entre 1865 e 1870 o preço a varejo do querosene cai para menos da metade, tendo em vista que a capacidade de refino era três vezes superior à demanda do produto. Assim, quando a Standard Oil foi fundada, as margens de lucro do refino estavam se deteriorando. A solução encontrada por Rockefeller foi aumentar suas “economias de integração”, através da assimilação de novas atividades á companhia. Vale ressaltar que a estratégia utilizada por Rockefeller para aumentar o seu poder de mercado não se restringia apenas à compra de novas unidades de refino e/ou transporte, mas alternava entre investimentos, aquisições, fusões e contratos. O relevante era eliminar os custos de transação e se apropriar das rendas geradas pela economia de integração.

Dentre os segmentos não explorados pela Standard Oil, encontrava-se o transporte do óleo bruto de *Oil Regions* para Nova York. Em 1872, a Standard Oil compra 20 das 26 refinarias de Cleveland e aumenta seu poder de barganha diante dos proprietários das

ferrovias. O tamanho, a eficiência e as economias de escala da organização de Rockefeller permitem que a companhia obtenha abatimentos nos fretes do transporte ferroviário, possibilitando enormes vantagens em termos de preço e lucro perante a concorrência.

Logo, a partir do momento em que a Standard Oil adota a estratégia de reduzir e dominar os custos, mantendo a qualidade do querosene, e aumentar o volume produzido, a empresa obtém maior lucratividade⁸. As economias de escala são obtidas quando Rockefeller consegue agregar, em apenas três refinarias – em Cleveland, Filadélfia e Nova Jersey, um quarto do suprimento total de querosene do mundo inteiro (YERGIN, 1990). O empresário estava convicto que a lucratividade do setor dependia fortemente do controle das atividades de refino, que possuía poder suficiente de estabilizar tanto o preço pago pelo óleo cru quanto o valor recebido dos distribuidores e varejistas pelo querosene (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975)

No fim da década de 1870, é construído o maior oleoduto (176 quilômetros), denominado *Tidewater Pipeline*, numa tentativa dos produtores de petróleo de frear o crescimento e domínio da Standard Oil. O oleoduto reduz o custo de transporte do barril de petróleo de 40 para 17 centavos de dólar. Como resposta, a empresa de Rockefeller constrói quatro oleodutos de longa distância de *Oil Regions* para Cleveland, Nova York, Filadélfia e Buffalo (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975; YERGIN, 1990).

⁸ Uma das formas utilizadas por Rockefeller para reduzir custos na empresa foi à indução da competição interna entre suas refinarias. Todas as refinarias eram obrigadas a submeterem relatórios mensais sobre suas atividades para serem confrontados. Dessa forma, aquelas que apresentassem piores desempenhos eram obrigadas a adotarem as técnicas e organização daquelas que obtivessem os melhores (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975).

Em 1879, a Standard Oil controla 90% da capacidade de refino dos Estados Unidos, bem como os oleodutos, o sistema de coleta de *Oil Regions* e o transporte. A empresa de Rockefeller assume praticamente uma posição de monopólio diante dos produtores de petróleo e de monopólio diante dos distribuidores de querosene (MARTIN, 1990).

A indústria do petróleo baseia-se, no início, praticamente no mercado de querosene. Até 1880, o produto representa 80% dos derivados fornecidos pelas refinarias (MARTIN, 1990). Dentre os outros produtos comercializados, porém em escalas bem inferiores, estavam: a nafta, a gasolina⁹, o óleo combustível, e os lubrificantes. Vale ressaltar que a Standard Oil foi a pioneira na venda de derivados que não fossem o querosene, introduzindo o uso do óleo lubrificante nas locomotivas e máquinas a vapor, bem como o uso do óleo combustível para alimentar as caldeiras de fábricas e navios (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975).

Para finalizar o controle de todas as atividades petrolíferas relativas ao segmento de *downstream*, restava à Standard Oil se inserir no mercado de comercialização. Para que tal feito acontecesse, a companhia investiu em pesquisa científica, de modo que a inovação e o marketing facilitassem sua operação entre as refinarias e o consumidor final. Desse modo, foram criados o vagão-tanque, que eliminava a necessidade de empilhar barris no vagão fechado, e o carro-tanque, que puxado por cavalos fornecia aos varejistas quantidades variáveis de querosene e não mais barris de madeira.

⁹ Era utilizada como solvente ou transformada num gás que iluminava as residências.

Concluída a ação da empresa de Rockefeller nos diversos estágios da cadeia produtiva associada à transformação do óleo bruto e sua distribuição atacadista, faltava-lhe o mais arriscado e instável negócio: a produção de petróleo. Em meados da década de 1880, surgem rumores de que o petróleo estaria se esgotando na Pensilvânia, causando um certo temor na Standard Oil, pois todo seu investimento em capital e maquinaria dependia exclusivamente da existência do hidrocarboneto.

No mesmo período, surgem novos mananciais promissores no estado de Ohio, fato que concretiza a última grande decisão estratégica da Standard Oil: entrar diretamente no segmento de exploração e produção de petróleo. A organização industrial e o método produtivo baseado em economias de escala e controle dos custos foram duramente implementados à produção de petróleo. A configuração de uma produção racional aliada à capacidade de controle dos estoques do produto possibilitou a companhia manter-se isolada em relação às flutuações e instabilidades do mercado de petróleo. Em 1891, já era responsável por um quarto do total de petróleo bruto extraído nos Estados Unidos, ou seja, 13,6 milhões de barris (API, 1998).

Apesar de possuir notória escala de operações, a Standard não chegou a constituir um perfeito monopólio. No fim do século XIX, algo em torno de 15 a 20% do petróleo era vendido por seus concorrentes, e aproximadamente 20% era refinado e comercializado por outras empresas (TUGENDHAT e HAMILTON, 1975; YERGIN, 1990).

A longo prazo, através de métodos organizacionais rígidos e eficientes, Rockefeller estabelece com a Standard Oil o padrão de concorrência a ser seguido pela indústria petrolífera. O primeiro passo é dado quando a empresa assume o controle dos suprimentos necessários ao armazenamento do petróleo e dos meios de distribuição do produto refinado às cidades consumidoras (atacado). Posteriormente, estabelece-se uma integração vertical para frente¹⁰ (jusante), envolvendo progressivamente os diferentes segmentos do setor petrolífero: oleodutos, tanques, navios, distribuição varejista. Por fim, a empresa assume o controle sobre as atividades a montante, exploração e produção de petróleo, completando todos os estágios associados ao setor petróleo.

Rockefeller foi tão competente e bem sucedido na implementação de sua estratégia que aquelas empresas que almejavam competir com a Standard Oil não tiveram outra escolha que não seguir a mesma estratégia. Ou se integravam verticalmente ou sucumbiam ao poder da mesma.

1.2 Evolução da indústria de petróleo: internacionalização e novos negócios

Paralelamente ao crescimento da indústria de petróleo nos Estados Unidos, mas especificamente na Pensilvânia, são perfurados os primeiros poços em continente europeu. O desenvolvimento da indústria inicia-se nos mananciais de petróleo na região de Baku, na Rússia, em 1871(YERGIN, 1990).¹¹

¹⁰ Integração que corresponde á entrada em estágios posteriores do processo de produção (*downstream*) (BRITTO, 2002).

¹¹ Como mencionado no início do capítulo, em meados de 1850 já existia na Europa a exploração do hidrocarboneto de forma limitada. Logo, é a partir de 1871 que são inseridas as técnicas de perfuração, e a produção de petróleo atinge escala comercial.

Defrontados com a liderança mundial da Standard Oil, os novos investidores e produtores de petróleo começam a analisar todas as fases do negócio, aprendendo com a experiência americana a importância e necessidade de se obter economias de escala, eficiência, controle das atividades correlacionadas ao setor, e de se investir em ciência e inovação. Assim, a construção integrada e verticalizada tornam-se parâmetro para as novas companhias, bem como condição essencial para a sobrevivência no setor.

Preocupada com a presença das novas empresas de petróleo em continente europeu, que passaram a competir com seus óleos iluminantes, a Standard Oil monta sua primeira filial no exterior, tornando-se uma empresa multinacional (YERGIN, 1990). Mas, nesta época, nenhuma estratégia adotada seria capaz de frear o desenvolvimento da indústria petrolífera na Europa. Em 1890 é fundada a Royal-Dutch, companhia holandesa, que inicia sua produção na região das Índias Holandesas, que hoje se constitui na Indonésia. Em 1897 surge a empresa inglesa Shell Transport and Trading Company, que juntamente com a Royal Dutch controlavam mais da metade das exportações de petróleo da Rússia e do Oriente Médio (SHELL, 2004).

Enquanto isso, nos Estados Unidos são descobertas novas regiões com potencial petrolífero, como a Califórnia, Texas, Oklahoma e Kansas, e novas companhias são criadas, dentre elas a Union Oil (hoje Unocal), a Gulf, a Texas Fuel Company, que em 1906 é registrada como Texaco. Logo, até o fim do século XIX, existem grandes companhias emergindo no cenário mundial. Porém, a Standard ainda é a grande potência mundial.

Além da descoberta de novas províncias tanto em continente americano quanto europeu, a virada do século trouxe uma nova era para indústria do petróleo em função do progresso tecnológico e industrial proporcionado pela expansão da produção e refino do hidrocarboneto. Do período de 1867 a 1897 foram desenvolvidos os motores a combustão interna (Otto e Diesel), e vários instrumentos que possibilitaram o emprego da energia elétrica: o dínamo de Siemens, a lâmpada de Thomas Edison, a alta tensão de Deprez e a corrente alternada de Tesla (LEITE, 1997).

O automóvel, que ficou conhecido como “carruagem sem cavalo”, com seu mecanismo de combustão interna que utilizava para a propulsão a combustão de gasolina, começou a ser produzido em massa por Henry Ford¹², em 1896. O crescimento da indústria automobilística foi tão intenso que os licenciamentos nos Estados Unidos elevaram-se de oito mil em 1900 para 902 mil em 1912. Tal fato trouxe bruscas mudanças para o mercado de querosene, que reduziu sua participação nas refinarias de 80% em 1880 para 60% em 1900 (MARTIN, 1990). Além da gasolina, estava se desenvolvendo um novo mercado expressivo para outro derivado do petróleo: o óleo combustível, que passou a ser utilizado nas caldeiras de fábricas, trens e navios.

Outro fato marcante para a indústria petrolífera foi a invenção da lâmpada por Edison, em 1882. Diferentemente das fontes iluminantes do período – o querosene, o gás (carvão ou petróleo) e a vela - a lâmpada não tinha problemas com fuligem, sujeira,

¹² Empresário norte-americano, pioneiro da indústria automobilística e inovador dos processos de produção com a introdução da linha de montagem na fabricação em série de automóveis. Introduziu o método fordista, que se resume a três princípios: intensificação – emprego imediato dos equipamentos e matéria-prima na produção, e rápida colocação do produto no mercado; economicidade – reduzir o estoque de matéria-prima, com a agilidade da produção; e produtividade – aumentar a produção por trabalhador mediante a especialização e a linha de montagem (SANDRONI, 1999).

calor, e o perigo de incêndios. A eletricidade oferecia uma luz que não requeria nenhuma atenção do usuário o que não causou resistência nos lugares onde era implementada. Em 1885, 250 mil lâmpadas estavam em uso e em 1902 o número já havia saltado para dezoito milhões. Dessa forma, gradualmente, a indústria de gás natural foi deslocando-se para os mercados de aquecimento e cozimento, e o querosene restringindo sua utilização à zona rural (YERGIN, 1990).

O século XX começa e um novo panorama é apresentado à indústria do petróleo: novas províncias petrolíferas, novas companhias, a rápida ascensão do automóvel e a difusão da eletricidade. Atentas às novas mudanças, as companhias adaptam suas refinarias à produção de gasolina e procuram aumentar sua capacidade competitiva.

Na Europa, a produção encontrava-se descontrolada, o que deteriorava os preços e facilitava as vendas da Standard Oil, que compensava suas perdas com a política de subsídios cruzados, ou seja, aumentando o preço dos derivados em território americano para compensar as baixas européias. A estratégia encontrada pelas duas maiores companhias da região, a Royal Dutch e a Shell, foi a junção em 1901, que deu origem à The Shell Transport Royal Dutch Petroleum Company, também conhecida como British Dutch. Mas tarde, em 1907, um novo acordo foi estabelecido entre as duas companhias, no qual a Royal Dutch passaria ser a acionista majoritária (60% das ações) e a nova união seria denominada Royal Dutch-Shell (SHELL, 2004).

A conclusão da fusão em 1907 significou que o mercado mundial de petróleo estava dominado pela Standard Oil e pelo recente grupo da Royal Dutch-Shell. No

entanto, em 1908, a descoberta de poços de petróleo na Pérsia (atual Irã) leva à criação da Anglo – Persian Oil Company (hoje a BP), empresa que viria estabelecer uma forte concorrência no setor. Já nos EUA, crescem a Gulf, Sun e Texaco. Vale ressaltar, que neste período a empresa de Rockefeller já não possuía um poder de mercado tão grande quanto no seu início. Tanto o mercado nacional quanto o internacional vinham sendo contestado por seus concorrentes. O que existia de fato era um elevado grau de concentração em mercados regionais relevantes, como por exemplo, na Pensilvânia e Indiana.

Contudo, foi em maio de 1911 que a indústria do petróleo sofre uma enorme reviravolta na história, quando a Corte Federal americana, de acordo com a Lei Antitruste aprovada em 1890, decreta a dissolução da Standard Oil. Quando da aprovação do processo, a empresa possuía os seguintes mercados:

- ✓ 80% do transporte do petróleo produzido na Pensilvânia, Ohio e Indiana;
- ✓ 60% do petróleo bruto refinado nos Estados Unidos;
- ✓ 80% da comercialização de querosene exportado;
- ✓ 90% da venda de óleos lubrificantes para as ferrovias;
- ✓ e dispunha também de metade dos petroleiros, 78 navios a vapor e 19 navios a vela.

O QUADRO 1.1 mostra as 6 maiores empresas resultantes da dissolução da Standard Oil, que foi dividida em 34 companhias, e que posteriormente iriam dar origem às grandes corporações do mercado mundial de petróleo¹³.

QUADRO 1.1: Maiores empresas resultantes da dissolução da Standard Oil

Empresa Original	Nome pós-dissolução	Empresa resultante
Standard Oil of New Jersey	Esso	Exxon
Standard Oil of New York	Socony	Mobil
Standard Oil of California	Socal	Chevron
Standard Oil of Ohio	Sohio	BP America
Standard Oil of Indiana	Standard Oil of Indiana	Amoco
Atlantic Refining	Atlantic Refining	ARCO

Fonte: Yergin (1990) e Minadeo (2002).

Estava inaugurada a nova fase da indústria do petróleo, com a internacionalização e formação da indústria baseada na concorrência entre companhias grandes e integradas. Mudava também o padrão energético do período, tendo a gasolina superado as vendas de querosene em 1910. Em 1913, é inventado o sistema de “Burton”¹⁴, que altera todo o padrão utilizado até então pelas refinarias. A produção de derivados que antes era realizada pela temperatura de destilação atmosférica, passa a ser feita pelo processo de craqueamento térmico¹⁵, permitindo maior um valor antidetonante e rendimento à gasolina (FREEMAN e SOETE, 1997).

¹³ Para maiores detalhes sobre a história das companhias petrolíferas, ver MINADEO (2002).

¹⁴ William Burton era químico e pertencia à equipe de empregados da Standard Oil. Após a dissolução da empresa, passou a integrar a Standard Oil of Indiana, onde implementou o processo de craqueamento térmico. O resultado foi uma redução inicial de 28% nos custos e um lucro de 123 milhões de dólares entre 1913 e 1922. Até 1921, dezenove companhias já haviam adquirido a licença para o uso deste processo (FREEMAN e SOETE, 1997).

¹⁵ Processo de refino de hidrocarboneto, feito de calor e pressão, que consiste em quebrar as moléculas maiores e mais complexas em moléculas mais simples e leves, com o objetivo de aumentar a proporção dos produtos mais leves e voláteis (ANP, 2001).

Em 1912, a Shell se estabelece nos Estados Unidos, adquirindo pequenas companhias em Oklahoma e campos de petróleo na Califórnia. Em 1915, a produção mundial é a seguinte: os Estados Unidos produzem 281 milhões de barris, a Rússia 68 milhões, o México 32 milhões e a Romênia 12 milhões de barris (MINADEO, 2002).

Em junho de 1914, foi desencadeada a I Guerra Mundial, que deixa clara a importância do petróleo como elemento estratégico das nações. Winston Churchill, Ministro da Marinha inglesa, percebe as vantagens intrínsecas ao petróleo como combustível e substitui o carvão por óleo combustível na Grande Frota Inglesa. O óleo, ao contrário do carvão, não se deteriorava, o que facilitava a armazenagem de estoques em tanques subterrâneos, e admitia o reabastecimento no mar. Oferecia, também, a vantagem de aumentar a eficiência de combate dos navios, uma vez que um número menor de homens era retirado das armas para trabalhar nas fornalhas, e a velocidade de abastecimento era bem superior. Desse modo, o óleo, assim como a gasolina, tornam-se energéticos essenciais para a mobilidade das tropas dos países envolvidos na guerra (YERGIN, 1990).

A exaustão das jazidas exploradas durante a primeira guerra exige que novas regiões ou campos entrem em produção para atender o aumento do consumo de derivados de petróleo. Nos Estados Unidos, o consumo de petróleo cresce cerca de 90% entre 1911 e 1918, e o número de veículos registrados, de 1,8 para 9,2 milhões durante os quatro anos de guerra. A fim de manter o abastecimento de seus mercados, as empresas inglesas e americanas passam a concentrar esforços nas bacias geológicas que apresentavam histórico de grandes reservas de petróleo.

A grande região promissora do período era a Mesopotâmia, no Oriente Médio, que primeiramente foi objeto de domínio do Reino Unido. Em 1920, a França fecha o Tratado de San Remo, que lhe garante 25% do petróleo desta região,¹⁶ mas em contrapartida concede à Inglaterra o direito de construir oleodutos em seu território (MINADEO, 2002).

Não satisfeita com a sua posição no tocante ao petróleo, a França cria em 1924 sua companhia estatal de petróleo, chamada Compagnie Française des Pétroles (CFP)¹⁷, para a qual é transferido o direito aos 25% do óleo da Mesopotâmia. Em 1928, a França cria uma nova “constituição” para o petróleo, a fim de assegurar a organização do mercado interno e estimular as atividades de refino no país. O objetivo da legislação era: restringir os trustes anglo-saxônicos de petróleo, construir uma indústria nacional de refinação, organizar o mercado e desenvolver a participação francesa no petróleo da Mesopotâmia.

No pós-guerra, a indústria do petróleo era praticamente compartilhada pelas sete subsidiárias da Standard Oil, pela Royal Dutch-Shell, e pelas americanas Texaco e Gulf. A busca por concessões em regiões promissoras promove uma intensa concorrência entre elas, aumentando a produção significativamente em países como o México, Romênia, Venezuela, Pérsia, Índia, entre outros.

¹⁶ Através das ações da Turkish Petroleum Company (Companhia Turca de Petróleo), que 50% pertenciam ao Banco Nacional Turco, que por sua vez era um banco de controle britânico estabelecido na Turquia. Posteriormente a companhia foi denominada Companhia Iraniana do Petróleo.

¹⁷ Atualmente denominada de TotalFinaElf.

TABELA 1.1: Produção mundial de petróleo, 1900-1925 – Milhares de barris/ano

	1900	1913	1921	1922	1923	1924	1925	1925(%)
Total	149.137	385.345	765.903	858.909	1.018.620	1.013.623	1.067.566	100
EUA	63.621	248.446	472.183	557.531	732.407	713.940	763.743	71,5
Rússia	75.780	62.834	28.968	35.692	39.156	45.355	52.448	4,9
Romênia	1.629	13.555	8.368	9.843	10.867	13.369	16.646	1,6
Índias								
Holandesas	2.253	11.172	16.958	17.066	19.868	20.473	21.422	2,0
Peru	274	2.071	3.699	5.314	5.699	7.812	9.164	0,9
Índia	1.079	7.930	8.734	8.529	8.320	8.416	8.000	0,7
Polônia	2.347	7.818	5.167	5.227	5.402	5.657	5.960	0,6
México	-	25.696	193.398	182.278	149.585	139.678	115.515	10,8
Venezuela	-	-	1.433	2.201	4.201	9.042	19.687	1,8
Pérsia	-	1.857	16.673	22.247	28.326	32.373	35.038	3,3
Argentina	-	131	2.036	2.866	3.400	4.669	5.818	0,5
Outros	2.154	3.835	8.286	10.115	11.389	12.839	14.125	1,3

Fonte: Denny, Ludwell *apud* Minadeo (2002).

A TABELA 1.1 mostra como a produção de petróleo aumentou praticamente em todos os países após o término da primeira guerra mundial. O crescimento mais notável foi no México, onde a produção aumentou de 25,6 milhões de barris, em 1913, para 193,39 milhões, em 1921, atingindo, então, a posição de segundo maior produtor mundial. Outros países, como EUA, Índias Holandesas e Pérsia, também apresentaram fortes incrementos na produção. Em 1925, os EUA, a Rússia, o México e a Pérsia concentravam juntos 90% da produção mundial de petróleo (MINADEO, 2002).

A emergência do petróleo como matéria-prima indispensável introduziu uma considerável mudança no poder relativo às nações economicamente líderes. O petróleo, além de ter sido um produto necessário ao desenvolvimento industrial e econômico das regiões desenvolvidas, tornou-se um recurso estratégico ao fortalecimento político das nações. Por esta razão, as empresas européias e americanas implementaram a chamada

“diplomacia do petróleo” de modo que ambos os grupos de empresas tivessem livre acesso aos depósitos de petróleo das regiões mais promissoras.

No fim da década de 20, começam as práticas colusivas das multinacionais do petróleo para garantirem seus direitos de exploração e produção na região do Oriente Médio e para controlarem o excesso da produção do petróleo. O primeiro acordo firmado entre as maiores companhias mundiais foi o Acordo da Linha Vermelha, que dividia as províncias petrolíferas do Oriente Médio entre os membros da Companhia Iraquiana do Petróleo (sucessora da Companhia Turca do Petróleo). Dentro da linha vermelha¹⁸ seriam posteriormente descobertos todos os campos produtores de petróleo, com exceção dos campos da Pérsia e do Kuwait. Segundo este acordo, as empresas participantes do consórcio de concessões no Iraque só poderiam desenvolver operações de petróleo em conjunto na região abrangida pela Linha Vermelha¹⁹ (MIROW, 1978; YERGIN, 1990). A TABELA 1.2 apresenta como foi repartido o controle da Companhia Iraquiana do Petróleo.

TABELA 1.2: Composição acionária da Companhia Iraquiana do Petróleo – 1928

Composição acionária da Companhia Iraquiana do Petróleo	%
Royal Dutch-Shell Co.	23,75
Anglo Iranian Oil Co., Ltd. (Britânica)	23,75
Compagnie Française Des Petroles	23,75
Near East Development Co. (Representante das companhias americanas)*	23,75
C. S. Gulbenkian (investidor)	5,00
Total	100

* Standard Oil of New Jersey e Socony-Vacuum Oil Co. (sucessora da Standard Oil of New York).

Fonte: Federal Trade Commission (1952) e Al-Chalabi (1980).

¹⁸ Traçada por Gulbenkian (investidor que detinha 5% das ações da Companhia Iraniana do Petróleo), sobre o mapa do Oriente Médio, ao longo das fronteiras do antigo império turco (YERGIN, 1990).

¹⁹ É representada atualmente pelos territórios da Arábia Saudita, Bahrein, Emirados Árabes, Iraque Israel, Jordânia, Líbano, Omã, Qatar, Síria e Yemen (MINADEO, 2002).

O segundo acordo, conhecido como Acordo Achnacarry, firmado em 1928, concretiza o controle mundial do petróleo por um oligopólio de companhias internacionais. O acordo determina uma quota de produção para cada empresa, que só poderia ser aumentada à medida que crescesse a demanda total, e um preço base de venda para o barril de petróleo no mercado mundial, que oscilaria conforme o preço do óleo vendido no Golfo do México (sistema Gulf Plus). A finalidade primordial era evitar a queda acentuada do preço do petróleo nos períodos de abundância do produto e eliminar os desperdícios causados pela regra da captura (BADDOUR, 1997; TAVERNE, 1999)²⁰.

Como resultado dos acordos da Linha Vermelha e de Achnacarry, a década de 1930 começa com o mercado mundial de petróleo compartilhado pelas sete maiores companhias petroleiras internacionais (*majors*): Standard Oil of New Jersey (Exxon), Standard Oil of Califórnia (Chevron), Guf Oil Co., Texaco, Mobil (sucessora da Socony-Vacuum Oil Co), Royal Dutch-Shell e Anglo Iranian Oil Co.²¹ (BP), que juntas formam *joint ventures*²² para a exploração de campos petrolíferos estrangeiros.

A organização econômica formada por estas sete empresas ficou conhecida como o Cartel das Sete Irmãs, que possuíam como traço comum o fato de terem iniciado suas atividades no segmento de refino, transporte e distribuição (*downstream*), para posteriormente dirigirem seus investimentos para a exploração e produção (*upstream*). Estas companhias eram exemplos típicos de grandes empresas que se beneficiam

²⁰ Para mais informações sobre o acordo Achnacarry e a sua política de preços, ver (TAVERNE, 1999).

²¹ Originalmente Anglo-Persian Oil Company, até 1935.

²² Significa “união de risco” e designa o processo mediante o qual empresas se associam para o desenvolvimento e execução de um projeto específico no âmbito econômico e/ou financeiro (SANDRONI, 1999).

simultaneamente da presença de “economias de escala” (ao nível da produção, do transporte e do refino), de “economias de integração” (verticalmente do poço a bomba) e de “economias de escopo” (número de derivados).

Na década de 1930, novos acordos de concessão são estabelecidos pelas *majors* na região do Oriente Médio. Em 1933, a Arábia Saudita é concedida à Standard Oil da Califórnia (Socal), e em 1934, as companhias Gulf e Anglo-Iranian ganham concessão conjunta no Kuwait, regiões onde o petróleo só foi descoberto em 1938 (AL-CHALABI, 1980; YERGIN, 1990).

Assim como a Venezuela e os Estados Unidos, o Oriente Médio era uma fonte de petróleo barata a ser destinada às refinarias das *majors*. O expressivo sucesso da indústria do petróleo estava baseado no seguinte tripé: a) produzir petróleo, por concessão, em países de grandes reservas, pagando um preço insignificante pelo óleo produzido; b) refinar o petróleo produzido em refinarias dos EUA, Caribe, Venezuela e Oriente Médio, adicionando um alto valor ao produto; c) distribuir os derivados em todo o mundo, cartelizando essa atividade e a de transporte (SINDIPETRO, 2004, FEDERAL TRADE COMMISSION, 1952).

Com o início da Segunda Guerra Mundial, houve uma paralisação dos levantamentos geofísicos na Península Arábica, que antes do início da guerra haviam caracterizado toda a região como potencial produtora de petróleo. A TABELA 1.3

mostra como a produção na Arábia Saudita²³ cresce lentamente no período da grande guerra (1939-1945).

TABELA 1.3: Produção de petróleo na Arábia Saudita – 1939/1950

Ano	barris/dia	Ano	barris/dia
1939	11.000	1945	59.000
1940	15.000	1946	165.000
1941	12.000	1947	246.000
1942	12.000	1948	390.000
1943	13.000	1949	477.000
1944	21.000	1950	547.000

Fonte: Federal Trade Commission (1952).

Somente no último ano da guerra, em 1945, as expectativas acerca da região se confirmam, o que resulta no direcionamento de grandes investimentos para exploração e produção do mineral. A produção de petróleo, que em 1945 era de apenas 59 mil barris/dia, aumenta para 547 mil barris/dia em 1950 (FEDERAL TRADE COMMISSION, 1952).

No pós-guerra, são imensas as necessidades energéticas que precisam ser satisfeitas nas economias européias e japonesas. Além disso, em 1949, o consumo dos Estados Unidos excede a oferta doméstica de petróleo. Então, para atender a crescente demanda mundial as Sete Irmãs concentram seus esforços principalmente nas bacias geológicas do Oriente Médio, onde eram responsáveis por 99% da produção de óleo bruto em 1950 (FEDERAL TRADE COMMISSION, 1952).

²³ A Arábia Saudita que originalmente foi concedida a Standard Oil of Califórnia (Socal), em 1939 é explorada pela *joint venture* formada pela Socal (30%), Texaco (30%), Standard Oil of New Jersey (30%) e Socony-Vacuum Oil (10%), através da Arabian American Oil (Aramco) (FEDERAL TRADE COMMISSION, 1952; AL-CHALABI, 1980).

Em síntese, o mercado mundial de petróleo torna-se dominado por cinco multinacionais norte-americanas, uma britânica e uma anglo-holandesa, que juntas assumem o controle de todas as atividades envolvidas no setor petróleo. A operação verticalizada garantia às empresas elevada margem de lucro, uma vez que o custo de produção do petróleo bruto era baixo, enquanto os derivados de petróleo obtinham preços cada vez mais altos no mercado. Além do mais, o cartel impedia a entrada de outras empresas em operação à montante, por não terem acesso aos acordos de concessão e pelo longo tempo requerido para prospecção e desenvolvimento em territórios ainda não conhecidos.

Política dos Estados Nacionais

A partir de 1950, os países consumidores e os países detentores das reservas de petróleo exploradas por concessão pelas *majors* começam a se mobilizar contra a política de apropriação da renda petrolífera promovida pelo cartel. Fatores também de natureza política, como a autonomia nacional e a responsabilidade quanto ao abastecimento interno, incitam a presença dos Estados no setor petrolífero.

De uma maneira geral, os países com pouca expressão em reservas e mercados vinham nacionalizando o setor de petróleo um pouco antes dos anos 50, como: YPF (Argentina), em 1922; YPB (Bolívia), em 1937; e ENAP (Chile), em 1946 (ANP, 1999). A exceção foram os países pertencentes à União Soviética (Rússia, Albânia, Áustria, Hungria, e outros) que se nacionalizaram, mas mantinham sobre o controle do

governo 6,1% das reservas mundiais de petróleo (FEDERAL TRADE COMMISSION, 1952).

Não interessava às multinacionais a realização de investimentos de riscos em países com pouca atratividade. O lucro na atividade de petróleo no mundo estava na transformação, em refinarias dos países ricos, do óleo barato do Oriente Médio e seu manuseio até as distribuidoras dos países importadores de derivados, que pagavam preços considerados elevados por esses produtos. Por conseguinte, a associação deste contexto com a necessidade dos países em assegurar a suficiência de petróleo em seus territórios formaram a base para o processo de nacionalização do setor de petróleo em diversos países no mundo.

Então, no início dos anos 50 se intensificam as disputas políticas no setor petróleo, com a nacionalização das atividades petrolíferas na Itália (ENI), Alemanha (Veba Oel), Japão (JAPEX) e Brasil (Petrobras) (BADDOUR, 1997). Contudo, foi a criação das estatais nos países do Oriente Médio que vieram acirrar a disputa mundial pelas rendas petrolíferas. Em 1951 é nacionalizada a Anglo-Iranian, que passa a ser a Companhia Iraniana Nacional. Em 1960, as *majors* decidem unilateralmente reduzir em aproximadamente 7% o preço pago pelo petróleo bruto do Oriente Médio, fato que culmina, em setembro do mesmo ano, com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Os cinco países fundadores - Arábia Saudita, Venezuela, Kuwait, Iraque e Irã – eram responsáveis por mais de 80% das exportações mundiais de petróleo bruto (YERGIN, 1990). Logo, mais países se associam a organização: Catar (1961); Indonésia (1962); Líbia (1962); Emirados Árabes (1967);

Argélia (1969); Nigéria (1971); Equador (1973–1992); e Gabão (1975–1994) (OPEC, 2004).

A Venezuela, juntamente com os países árabes e o Irã, demonstram a todos os agentes da indústria, com a formação da OPEP, o interesse por disputar maiores fatias da renda gerada e o controle da produção. Através da nacionalização ou de tomadas de participação no capital das companhias concessionárias, estes países mudam profundamente o regime jurídico da produção de petróleo no mundo²⁴. Em 1967, durante a guerra árabe-israelense, a Arábia Saudita impõe um embargo aos Estados Unidos, Grã-Bretanha e, em menor grau, a Alemanha Ocidental, por serem simpatizantes de Israel.

Nesse cenário de disputa, a OPEP aumenta gradualmente o preço do barril de petróleo no mercado internacional de US\$ 1,80 para US\$ 2,18 em 1970, para US\$ 2,90 no início de 1973, até que em junho deste ano o preço do *Arabian Light*²⁵ se eleva para US\$ 5,12. Em janeiro de 1974, o preço do barril de petróleo alcança US\$ 11,65. Como resposta, as 18 nações industriais líderes do mundo formam a Agência Internacional de Energia (AIE) para coordenar estratégias contra os aumentos de preço e embargos da OPEP (TAVERNE, 1999).

²⁴ A política do Cartel das Sete Irmãs também passa a ser contestada pelas novas empresas entrantes. Merece destaque o caso da italiana ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), que em 1957 consegue implementar com o Irã o acordo de 75/25 (75% dos lucros para Irã e 25% para ENI) rompendo com o valioso acordo *fifty-fifty* adotado pelo cartel (YERGIN, 1990).

²⁵ Tipo especial de petróleo cru da Arábia Saudita, o árabe leve, que serviu como referencial. Os preços de todos os outros petróleos crus da OPEP deveriam estar vinculados a essa referência, baseada na qualidade (menor ou maior teor de enxofre), na densidade e nos custos de transporte.

Logo após o choque do petróleo, tem início um novo ciclo de nacionalizações. Em 1975 é a vez do Kuwait nacionalizar-se, e um ano depois a Venezuela, através da PDVSA. As companhias petroleiras internacionais não mais controlavam as atividades de exploração e produção de petróleo, o que reduziu consideravelmente o seu peso no mercado mundial do petróleo, como pode ser observado na TABELA 1.4.

TABELA 1.4: O peso do Cartel das Sete Irmãs no mercado internacional do petróleo (%)

	1950	1957	1970	1980
Cartel das sete irmãs	98,2	89,0	68,9	30,0
Outras companhias internacionais	1,8	11,0	31,1	70,0
Total	100	100	100	100

Fonte: Percebois (1989) *apud* Baddour (1997).

A partir de então, começa a ruir a estrutura de mercado baseada no oligopólio competitivo verticalizado, em que apenas algumas poucas companhias transnacionais tinham acesso aos grandes e férteis campos do mundo e desfrutavam de uma posição consolidada nos principais mercados consumidores. O resultado do processo de nacionalização das companhias petrolíferas em muitos países produtores significava a transferência do poder de mercado das *majors* para a OPEP.

A primeira crise do petróleo (1973), que elevou o preço do barril diversas vezes num período de 3 anos, acarreta importantes mudanças nos países consumidores, de modo a reduzirem a parte do petróleo da OPEP em seus abastecimentos energéticos. Os grandes aumentos de preço ocasionam um esforço gigantesco no desenvolvimento de

novas tecnologias, na reorganização interna das companhias e na abertura de novas áreas de exploração e produção.

Em 1979, a deposição do Xá do Irã pela revolução islâmica põe fim ao Consórcio Iraniano de Petróleo, retirando temporariamente 6 milhões de barris/dia dos mercados mundiais. A redução de produção pelo Irã leva a uma explosão nos preços do mercado aberto de derivados de petróleo. Em janeiro de 1979, o preço oficial do Árabe Leve era fixado em US\$ 13,33/barril, se elevando em julho para US\$ 18,00/barril. No ano seguinte, o preço do petróleo segue uma trajetória ascendente, atingindo em agosto de 1980, o valor de US\$ 30,00/barril (TAVERNE, 1999; MINADEO, 2002). A FIGURA 1.2 apresentada a seguir ilustra a oscilação no preço do petróleo para o período referente às duas grandes crises.



FIGURA 1.2: Comportamento histórico do preço do petróleo –1970/1998

Fonte: Instituto Francês do Petróleo *apud* Zamith (1999).

Em setembro de 1980 ocorre a invasão do Irã pelo Iraque, levando à formação de estoques de emergência em todo o mundo, e, como consequência, a OPEP decide por aumentar o preço para US\$ 32/barril, chegando ao máximo em dezembro, quando o preço atinge a cifra de US\$ 40/barril (YERGIN, 1990) (ver FIGURA 1.2).

Este novo contexto provoca um progressivo ajustamento do consumo de petróleo, promovendo, nos principais mercados consumidores, programas de conservação de energia²⁶ e busca de fontes energéticas alternativas. Por outro lado, o alto preço do petróleo torna possível a abertura de novas fronteiras de exploração, em especial no mar e em regiões de custos de produção mais elevados, como, por exemplo, os campos do Mar do Norte, do Alasca e de outras áreas nos países em desenvolvimento, como o Brasil (BNDES, 1998).

Entretanto, os resultados positivos para os membros da OPEP não puderam ser sustentados no longo prazo por dois motivos principais: devido à produção proveniente de áreas não pertencentes à OPEP, e aos efeitos da substituição do energético na matriz energética mundial de 51% em 1973 para 40% em 1987 (MARTIN, 1990)²⁷. Observando a FIGURA 1.3, visualiza-se que a partir do segundo choque do petróleo, a produção dos países não pertencentes a OPEP aumenta 65,4% até o fim da década de

²⁶ Em 1975, os EUA tornaram obrigatória a duplicação da eficiência média do consumo de combustíveis dos carros novos, reduzindo o consumo de petróleo em 2 milhões b/d. Em 1985, os EUA tinham se tornado 25% mais eficientes no consumo de energia e 32% mais eficientes no consumo de petróleo, em relação ao ano de 1973. Outros países também aumentaram consideravelmente sua eficiência energética. No mesmo período, o Japão se tornou 31% mais eficiente no consumo de energia e 51% mais eficiente no consumo de petróleo (YERGIN, 1990).

²⁷ Outro fator fundamental é o crescimento do mercado spot, que retira a força dos países da OPEP como formadores de preços. Enquanto no fim dos anos 60 não mais que 10% do total do petróleo comercializado no mundo era encontrado no mercado à vista, no fim de 1982, mais de 50% do óleo cru passa a ser negociado no mercado spot (YERGIN, 1990).

80. A produção que inicialmente era de 17,5 milhões barris/dia atinge 28,8 milhões barris/dia em 1989.

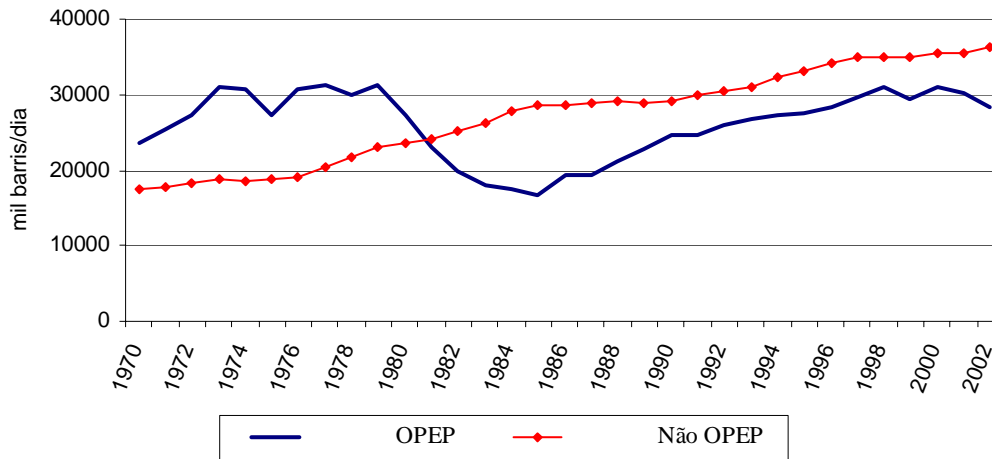


FIGURA 1.3: Produção mundial de petróleo - Mil barris/dia

Fonte: BP (2003).

A década de 80, além de ser marcada pela realocação geográfica dos investimentos em novas áreas de produção petrolífera, foi também um período de aquisições das companhias internacionais. Após a nacionalização dos países do Oriente Médio, as *majors* não possuíam mais reservas de petróleo a preços baixos para garantirem o abastecimento de suas refinarias e de seus mercados consumidores, tendo, portanto, que se reestruturarem. Assim sendo, a indústria do petróleo passa por um período de megafusões, aquisições e parcerias (TABELA 1.5). As grandes empresas que preservam sua preeminência passam a mantê-las através do volume de suas vendas e da sua capacidade de refino (MARTIN, 1990).

TABELA 1.5: Principais aquisições e fusões na indústria petrolífera entre 1984 e 2000

Ano	Fusões	Aquisições	Valor da transação (US\$ Bilhões)
1984		Chevron- Gulf Oil	13,2
1984		Texaco - Getty Oil	10,1
1984		Mobil - Superior Oil	5,7
1986		BP - Sohio	7,8
1998	BP - AMOCO		49,0
1999	Exxon - Mobil		81,0
1999		BP/AMOCO - ARCO	27,0
1999		Repsol - YPF	13,4
1999	Totalfina - Elf/ Aquitaine		41,2
2000	Chevron - Texaco		45,0

Fonte: Simão (2001).

Dentro da nova ótica de reestruturação, as companhias internacionais procuraram vigorosamente expandir seus interesses no setor de energia (carvão, xisto, gaseificação do carvão, nuclear e areias betuminosas), bem como em outros segmentos fora do setor energético, tais como química (produtos de segunda geração, fertilizantes, e química fina), biotecnologia, componentes eletrônicos e mineração (SINDIPETRO, 2004).

Desse modo, o preço do petróleo segue uma trajetória de baixa durante os anos 90, com exceção do período referente ao conflito no Golfo Pérsico, em 1990, quando foram retirados do mercado 4 milhões barris/dia produzidos pelo Kuwait e Iraque. A indústria petrolífera não é mais a mesma dos anos anteriores, quando as Sete Irmãs controlavam quase que em sua totalidade o mercado mundial do petróleo, mas evoluiu para uma estrutura concorrencial entre as megaestatais e as companhias privadas.

Uma das grandes conseqüências da reestruturação no setor petróleo após os dois grandes choques foi o incremento da produção *offshore* (mar). Em 1970, a produção terrestre era de 13,9 bilhões barris/ano, enquanto a produção marítima chegava a 2,7 bilhões barris/ano, o que correspondia respectivamente a 83,51% e 16,49%. Na primeira metade de 90, a produção terrestre se manteve no patamar dos 15 bilhões de barris/ano, enquanto a produção *offshore* aumentou sua participação para 30% do total (6,7 bilhões barris/ano) (FREITAS, 1999). Em 2003, a produção *offshore* de petróleo alcança aproximadamente 9 bilhões de barris/ano, representando 34,1% da produção mundial (OIL AND GAS JOURNAL, 2004) (ver FIGURA 1.4).

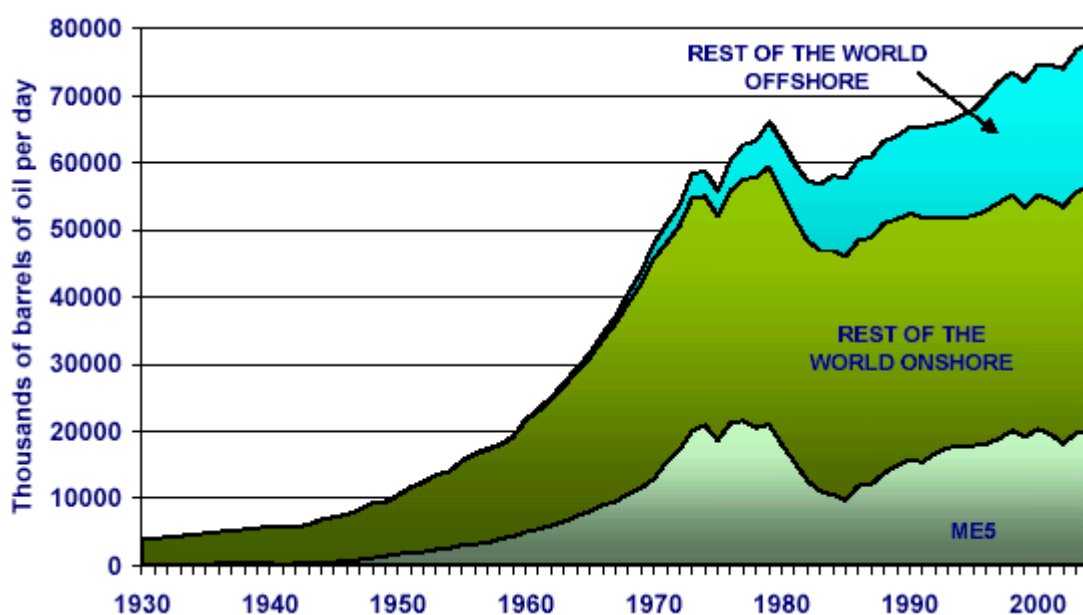


FIGURA 1.4: Produção mundial *onshore* e *offshore* de petróleo - Mil barris/dia, 1930/2003

Fonte: Douglas-Westwood (2005)

Nota: ME5: Irã, Iraque, Arábia Saudita, Kuwait e Emirados Árabe

O comportamento atual do mercado internacional do petróleo é resultado de toda a transformação sofrida pelo setor petróleo durante o século XX. Características marcantes que se acentuaram ao longo das décadas, tais como a verticalização, a oligopolização do mercado, a diversificação, a dispersão geográfica da atuação das companhias integradas e o surgimento das grandes estatais são imprescindíveis para compreender a estrutura do setor. Hoje, estatais como a Petrobras, BP e a ENI conseguem concorrer em igualdade com multinacionais como a Shell, a ExxonMobil²⁸ e a ChevronTexaco²⁹ em volume produzido de petróleo.

No entanto, todas as transformações ocorridas no modo de organização da indústria petrolífera não foram capazes de retirar a liderança do petróleo na matriz energética mundial. Apesar das crises de 1973 e 1979 mostrarem as conseqüências de uma economia sustentada energeticamente por um combustível vulnerável a controles de oferta pelos países pertencentes a OPEP, e, despertarem a busca por fontes alternativas de energia, o petróleo ainda se mantém como o energético mais consumido. No ano de 1973, o petróleo respondia por 47,1% do total da energia final consumida mundialmente, seguido pelo gás natural (14,8%), carvão (13,7%), fontes renováveis (13,1%), eletricidade (9,6%), e outros (1,7%). Já no ano de 2002, esta participação é levemente reduzida para 43%, o que não significa uma redução na demanda deste energético, uma vez que em 1973 foram consumidos 2.142 milhões tEP e, em 2002, 3.030 milhões tEP (IEA, 2004).

²⁸ Fusão realizada em 30 de novembro de 1999 (www.exxonmobil.com).

²⁹ Fusão realizada em 9 de outubro de 2001 (www.texaco.com).

A relevância da indústria do petróleo na economia mundial do século XX não se restringe apenas a sua posição de principal fornecedor energético, mas também por toda a estrutura econômica, social, política e financeira que estão direta ou indiretamente relacionados aos diversos segmentos de sua cadeia produtiva. De acordo com Stadelhofer (2002), no ano de 2002, a indústria mundial petrolífera movimentou o equivalente a US\$ 660 bilhões.

Enfim, além de toda a infra-estrutura intrínseca para a movimentação da indústria petrolífera, que são os segmentos de exploração, produção, refino, transporte e distribuição, bem como a indústria para-petroleira, todos os demais setores econômicos, em maior magnitude os setores de transporte e industrial, estão relacionados à atividade desta indústria. O setor petróleo afeta desde o emprego (renda local) existente nas regiões produtoras ao saldo da balança comercial de um país (saldo líquido de importação de petróleo e derivados).

2. FORMAÇÃO E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

Este capítulo encontra-se dividido em duas partes. A primeira parte refere-se basicamente ao período de formação da indústria do petróleo no Brasil, que se estende até meados do século XX e culmina com a instituição do monopólio estatal e com a criação da Petrobras. A partir de então, na segunda parte, retratam-se as principais transformações ocorridas no setor petróleo até os dias atuais, com ênfase na década de 90, na qual é introduzida a Lei do Petróleo – Lei 9.478/97. O objetivo deste capítulo é analisar a evolução da indústria petrolífera nacional de modo a fornecer subsídios para uma melhor compreensão do quarto capítulo, no qual estima-se a contribuição do setor petróleo ao Produto Interno Bruto brasileiro.

2.1 Formação da Indústria do Petróleo no Brasil

A indústria do petróleo brasileira, diferentemente da mundial, surge apenas em meados do século XX. Até então, a lenha, cujo destino final são as ferrovias baseadas nas locomotivas a vapor, a incipiente siderurgia a carvão vegetal e as indústrias, é o energético predominante do período.

Além da lenha, outras fontes de energia final conquistam gradualmente sua participação na matriz energética brasileira: o carvão mineral, a eletricidade e os derivados de petróleo (importados). De acordo Wilberg (1974), o carvão mineral se mantém até o fim da década de 40³⁰ como o segundo energético mais consumido,

³⁰ O consumo de lenha para o ano de 1930 foi estimado de acordo com LEITE (1997) e WILBERG (1974).

seguido pelos derivados de petróleo e pela eletricidade. Somente em 1969 a lenha perde sua liderança, no consumo nacional, para os derivados de petróleo (FIGURA 2.1).

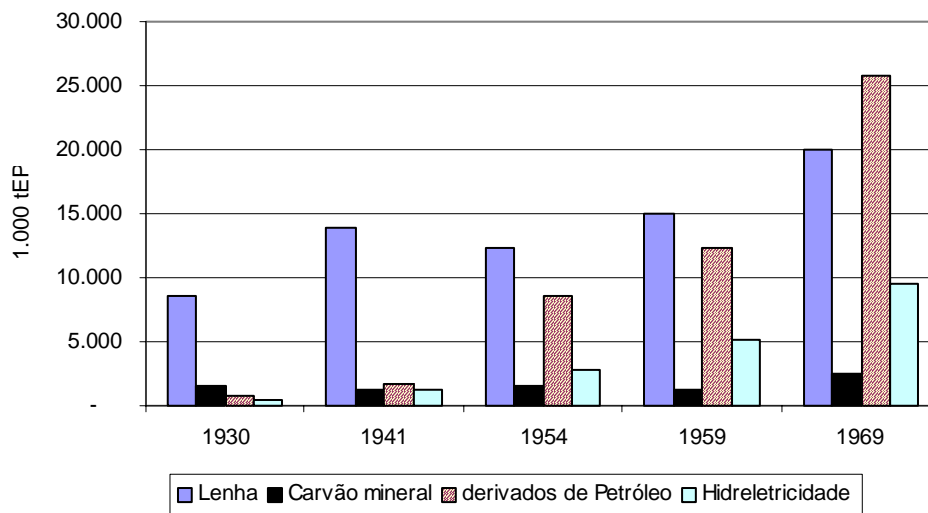


FIGURA 2.1: Consumo de lenha, carvão mineral, derivados de petróleo e eletricidade (mil tEP), 1930/1969

Fonte: Wilberg (1974)

Os relatos oficiais de importação de produtos derivados de petróleo datam do ano de 1901, com a compra de 64.160 m³ de querosene. A importação de gasolina tem início em 1907 e surge para abastecer os primeiros veículos automotores que começam a circular no país. Em 1913, começa a entrar no mercado nacional o óleo combustível, que passa a concorrer com o carvão mineral. Entretanto, todos estes derivados, juntamente com o óleo diesel e o GLP, só passam a ser produzidos a partir de 1939, ano da descoberta de petróleo em escala comercial no país (IBGE, 1990).

A importação de derivados é inicialmente feita por comerciantes, que passam a comprar combustíveis das grandes companhias estrangeiras. A participação das

distribuidoras no mercado nacional de distribuição e comercialização de derivados começa em 1911 com a entrada da Standard Oil of New Jersey (com o nome de Standard Oil Company of Brazil). Em 1912, é a vez da Anglo Mexican Petroleum Products Company (empresa ligada a Royal Dutch-Shell), seguida pela The Texas Company, em 1915, a Caloric Company, em 1916, e a Atlantic Refining, em 1922. Todas as distribuidoras importavam produto acabado para revenda, não possuindo, nenhuma delas, refinaria no Brasil (SMITH, 1978).

Nos anos que precedem o surgimento da indústria do petróleo, estrangeiros, brasileiros, além de órgãos oficiais, realizam uma série de pesquisas na Bahia, Maranhão, Sergipe, Alagoas e Amazonas, mas sempre com resultados desanimadores. Em 1919, é realizada a primeira sondagem oficial, feita pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SMGB³¹. Perfurado na região de Marechal Mallet, no estado do Paraná, o poço chega a 84 metros de profundidade, mas é abandonado no ano seguinte (PETROBRAS, 2004).

O atraso no surgimento da indústria nacional do petróleo ocorre principalmente pela falta de recursos orçamentários do governo federal, pela iniciativa isolada de poucas companhias privadas e por existirem controvérsias em torno das áreas prioritárias para a busca do petróleo. Em toda a década de 20, diante da falta de pessoal preparado para as tarefas de sondagem e de equipamentos, os trabalhos oficiais desenvolvem aproximadamente quatro poços por ano (LEITE, 1997).

³¹ Criado em 1907.

Arranjos institucionais pré –1938 e a criação do Conselho Nacional do Petróleo

A disposição constitucional vigente até os anos de 1920 é baseada na Constituição Federal de 1891, que estabelece o seguinte (Art.72): *“as minas pertencem aos proprietários do solo, salvo as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria”*. Em 1921 é promulgada a Lei de Minas,³² que mantém em aberto as questões relativas à propriedade e a exploração de minas mediante o artigo 22: *“todo o individuo nacional ou estrangeiro residente no Brasil, assim como qualquer corporação ou companhia legalmente constituída, pode manifestar o descoberto de uma mina”*.

Somente na década posterior, com a Constituição Federal de 1934, o governo começa a enfatizar legalmente o processo de nacionalização dos recursos naturais. No que se refere à exploração de minas, a nova lei define (CF 1934):

Art. 118 - As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial;

Art. 119 - O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei.

§ 1º - As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, ressalvada ao proprietário preferência na exploração ou co-participação nos lucros.

³² Decreto Nº 15.211 – 28 de dezembro de 1921.

Assim, a Constituição determina a separação do direito de propriedade do solo da exploração dos recursos minerais, bem como vincula a atividade exploratória à autorização ou concessão federal. Em 1937 é outorgada uma nova Constituição que, além de contemplar os princípios nacionalistas desenvolvidos na anterior, acrescenta que as empresas organizadas no Brasil tinham de ser constituídas por acionistas brasileiros (C.F 1937).

Até 1938 os capitais privados nacionais e estrangeiros poderiam ser aplicados nas atividades de exploração, produção e refino no país. Todavia, o empresariado nacional não dispunha de recursos financeiros e tecnologias para investir fortemente nesse segmento. Já os capitais internacionais da indústria de petróleo, que se concentravam principalmente nas mãos das empresas resultantes do desmembramento da Standard Oil, na Royal Dutch Shell, na Gulf e na Texaco, não eram direcionados ao Brasil.

O interesse das grandes companhias internacionais do petróleo era controlar as atividades de distribuição e comercialização dos combustíveis em países de menor potencial petrolífero, como o Brasil, que além de não possuir áreas com atratividade para descoberta de expressivas jazidas de petróleo, não era um forte mercado consumidor. O resultado para o Brasil foi o alto custo dos derivados e a impossibilidade do desenvolvimento das regiões interioranas, seja pela falta de combustíveis, seja pela agregação dos custos com os transportes internos (TENDÊNCIAS, 2003).

Em 1938 é criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP)³³, o qual representa a primeira iniciativa consistente do Estado brasileiro de regulação do setor petrolífero. A legislação promulgada por ocasião da criação do CNP previa a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso (basicamente, pequenas refinarias) e o estrito controle governamental sobre todos os aspectos da indústria do petróleo (FGV, 2004). O decreto-lei nº 395 determinava o seguinte:

Art. 3 - “Fica nacionalizada a indústria da refinação do petróleo importado ou de produção nacional, mediante a organização das respectivas empresas nas seguintes bases: I - Capital social exclusivamente por brasileiros natos em ações ordinárias nominativas; II - Direção e gerência confiadas exclusivamente a brasileiros natos com a participação obrigatória de empregados brasileiros...”.

As atribuições do CNP são definidas através do Decreto-lei nº 538, que determinava uma série de tarefas a serem executadas pelo órgão (Art 10).

Art. 10- Incumbe ao Conselho Nacional do Petróleo:

a) autorizar, regular e controlar a importação, a exportação, o transporte, inclusive a construção de oleodutos, a distribuição e o comércio de petróleo e seus derivados no território nacional;

b) autorizar a instalação de quaisquer refinarias ou depósitos, decidindo de sua localização, assim como da capacidade de produção das refinarias, e da natureza e qualidade dos produtos de refinação;

c) estabelecer, sempre que julgar conveniente, na defesa dos interesses da economia nacional e cercando a indústria da refinação de petróleo de garantias capazes

³³ Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938.

de assegurar-lhe êxito, os limites, máximo e mínimo, dos preços de venda dos produtos refinados – importados em estado final ou elaborados no País – tendo em vista, tanto quanto possível, a sua uniformidade em todo o território da República.

Em suma, a função do CNP seria regular as atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados; o funcionamento da indústria do refino; e equalizar os preços finais dos derivados em todo o território nacional.

Em julho de 1938, já sob a jurisdição do recém-criado CNP, inicia-se a perfuração do poço número 163, em Lobato (Salvador), pelo Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM)³⁴. O poço DNPM-163 jorra em 21 de janeiro de 1939, comprovando a existência de petróleo em território brasileiro. Em 1941, um dos poços perfurados origina o campo de Candeias, o primeiro a produzir petróleo no Brasil. Depois vêm os de Aratu e Itaparica, em 1942, e o de Dom João, em 1947, todos no Recôncavo Baiano (LEITE, 1997; PETROBRAS, 2004).

Durantes os anos de 1938-45, os esforços de pesquisa realizados pelo CNP são mínimos. Sem recursos, pois a tecnologia não era disponível e o custo do petróleo muito baixo, o lucro da atividade no setor petróleo concentrava-se na distribuição de derivados, praticamente nas mãos das multinacionais. Estas, por sua vez, não mostravam no Brasil qualquer interesse no setor além da expansão dos negócios em distribuição e comercialização de combustíveis.

³⁴ Antigo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB.

O surgimento da indústria do petróleo no Brasil acontece no período da Segunda Guerra Mundial, o que dificulta o abastecimento de petróleo nacional que era feito exclusivamente por via marítima. Somente a instalação de um parque de refino no país, com escala, poderia reverter a situação de carência de recursos e nele desenvolver a indústria petrolífera, já que todos os esforços que se faziam para descobrir petróleo não apresentavam resultados compensadores (LEITE, 1997; SINDPETRO, 2004).

No entanto, não foi possível desenvolver um parque de refino que suprisse integralmente a demanda interna de combustíveis. Até o fim da década de 1940 existiam em operação apenas duas refinarias. Uma era a refinaria particular do Grupo Ipiranga, inaugurada em 1937 em Rio Grande-RS, com a capacidade de 12.000 barris de petróleo dia (b/d), e a outra a refinaria estatal de Mataribe, localizada em São Francisco do Conde, no estado da Bahia, com capacidade de 2.500 b/d (FGV, 2004).

No início da década de 50, o CNP aprova a concessão para a instalação de três refinarias particulares, duas com capacidade de 10.000 b/d : a Refinaria de Manginhos (Drault Ernany e Peixoto de Castro), no Rio de Janeiro, e a Refinaria Capuava (Soares Sampaio), em São Paulo. A outra refinaria, Isaac Sabbá, tinha a capacidade de 5.000b/d e localizava-se em Manaus (AM). Ainda neste período, o órgão inicia a construção de uma grande refinaria em São Paulo, que viria a ser a Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão - (RPBC) (LEITE, 1997; TENDÊNCIAS, 2003).

De modo geral, o Brasil se via sem produção de petróleo e sem refino em escala suficiente para atender ao mercado nacional, fatores que aumentavam a pressão sobre os

governantes para decidirem quais ações políticas e econômicas iriam impulsionar a indústria nacional do petróleo. O clima político interno estava conturbado, pois de um lado estavam os interesses dos liberais, favoráveis à abertura às multinacionais, e do outro a corrente nacionalista, preocupada em aumentar o controle do Estado no setor. Os partidários do monopólio estatal³⁵ - militares, estudantes, homens públicos e intelectuais - dirigiam a Campanha “O Petróleo é nosso”. Diante deste quadro, em janeiro de 1951, Getúlio Vargas autoriza a abertura das negociações no Congresso Nacional (FGV, 2004)³⁶.

Criação da Petrobras – Lei 2004/53

Em 3 de outubro de 1953, depois de anos de luta e de intensa mobilização popular, Vargas sanciona a Lei nº 2.004, criando a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras, empresa de propriedade e controle totalmente nacionais, com participação majoritária da União, encarregada de explorar, em caráter monopolista, diretamente ou por subsidiárias, todas as etapas da indústria petrolífera, menos a distribuição e comercialização (Art.5º, 6º e 39º). O monopólio previa também o controle das refinarias que fossem instaladas no país, ficando excluídas somente as refinarias que já se encontrassem em funcionamento no país até a data de promulgação da lei (Art 43º e 44º). Ao CNP caberia orientar e fiscalizar o monopólio da União, sendo reafirmada sua competência para supervisionar

³⁵ Fundaram, em 1948, o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (CEDPEN) FGV (2004).

³⁶ Para mais informações sobre as questões políticas e sociais que envolveram o período anterior à criação da Petrobras, consultar PIQUET (2003) e FGV (2004).

o abastecimento³⁷ nacional do petróleo. O artigo 1º da Lei 2004 determinava o seguinte: (mantido na Constituição Federal de 1988 no artigo 177):

Art.1 Constituem monopólio da união:

- I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;
- II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;
- III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

A garantia do controle da União sobre a Petrobras é instituída através do artigo 10, que determinava um mínimo de 51% das ações com direito a voto (ordinárias) em poder da União. Portanto, com a Lei 2004/53 são lançadas as bases da política petrolífera nacional, que durariam por mais 44 anos e que seriam extintas com a introdução da Lei 9478/97, que reabre novamente as atividades de exploração, produção, refino, transporte e importação de petróleo ao capital privado.

2.2 Evolução da Indústria do Petróleo no Brasil

Na sua constituição, a Petrobras incorpora do CNP os campos de petróleo do Recôncavo Baiano; a refinaria de Mataripe e a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC),

³⁷Art. 1º, § 1º - Entende-se por abastecimento nacional de petróleo a produção, a importação, a exportação, a refinação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto, de poço ou de xisto, assim como de seus derivados.

em Cubatão (SP), cujas obras foram concluídas em 1955; e a Frota Nacional de Petroleiros, com 22 navios. A produção de petróleo era de 2.700 b/d, o que representava 27% do consumo brasileiro. Vinha dos campos de Candeias, Dom João, Água Grande e Itaparica, todos na Bahia, que estavam em fase inicial de desenvolvimento (PETROBRAS, 2004).

Considerando o contexto do início da década de 50, no qual 96% (8,8 milhões m³) das compras de derivados de petróleo consumidos no Brasil são importadas e o preço do petróleo bruto é mantido a valores baixos mundialmente, a Petrobras institui uma política de construção e ampliação das refinarias de modo a aumentar o volume de derivados processados em território nacional. Tal medida resulta na redução das importações de derivados, que passam a representar apenas 5% (1,17 milhões m³) no ano de 1969 (IBGE, 1990).

Logo, o período que se estende da criação da Petrobras até os choques do petróleo na década de 70 é marcado pela construção do parque de refino nacional e pela criação de uma infra-estrutura de abastecimento, com a melhoria da rede de transporte e instalação de terminais em pontos estratégicos do país.

O período entre 1956 e 1973 é marcado pelo crescimento econômico proporcionado pelo processo de industrialização decorrente da política desenvolvimentista do presidente Juscelino Kubitschek e pela ênfase dada por seu governo ao programa da indústria automobilística e de construção de rodovias (ABREU

et al, 1990)³⁸. O resultado no setor petróleo foi uma crescente demanda por derivados, que passa a ser obtida nas refinarias nacionais.

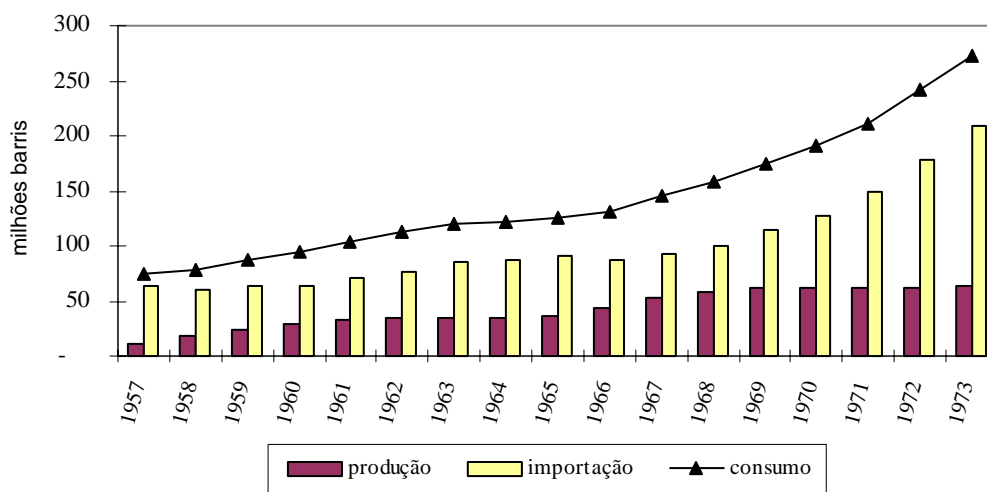


FIGURA 2.2: Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil entre 1957/1973 - em milhões de barris

Fonte: Elaboração própria a partir de Leite (1997).

Tanto a produção quanto a importação aumentam no período em análise (FIGURA 2.2), haja vista a necessidade de acompanhar o crescimento médio anual de 8,4% do consumo de petróleo. Todavia, o incremento da demanda é sustentado pelo volume de óleo cru importado, que representou, em média no período de 1957 a 1973, 42 milhões de barris ano, ou 71% do petróleo consumido no país (LEITE, 1997).

Na década de 60, a crescente demanda nacional por derivados de petróleo passa a ser suprida com a entrada em operação das seguintes refinarias: Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro, em 1961³⁹; Gabriel Passos (REGAP), em Betim/MG, em 1968; Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas/RS, em 1968. Também são constituídas

³⁸ Tal fato resultou, além do aumento do consumo de óleo leve importado, no direcionamento das refinarias para a produção de gasolina (FCC).

³⁹ Teve sua capacidade ampliada em 50% no ano de 1965 (TENDÊNCIAS, 2003).

a Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR), a subsidiária Petrobras química S.A. (Petroquisa), e o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes). Em 1968 é perfurado o primeiro poço em mar no campo de Guaricema, em Sergipe (CVM, 2003).

Dentre os derivados ofertados internamente, a gasolina, o diesel e o óleo combustível, são os mais importantes, correspondendo, em 1954, com 92% do total de derivados consumidos (FIGURA 2.3). Em vista disso, foram estes os derivados que exigiram maiores esforços das refinarias para corrigir o desequilíbrio da balança comercial provocado pelos elevados gastos com importação. Por conseguinte, a produção de gasolina aumentou de 141, 8 mil m³, em 1954, para 5,2 milhões m³, em 1969⁴⁰. A oferta de diesel passou de 52,6 mil m³ para 6 milhões m³, e, a de óleo combustível, de 143 mil m³ para 8,4 milhões m³ (IBGE, 1990).

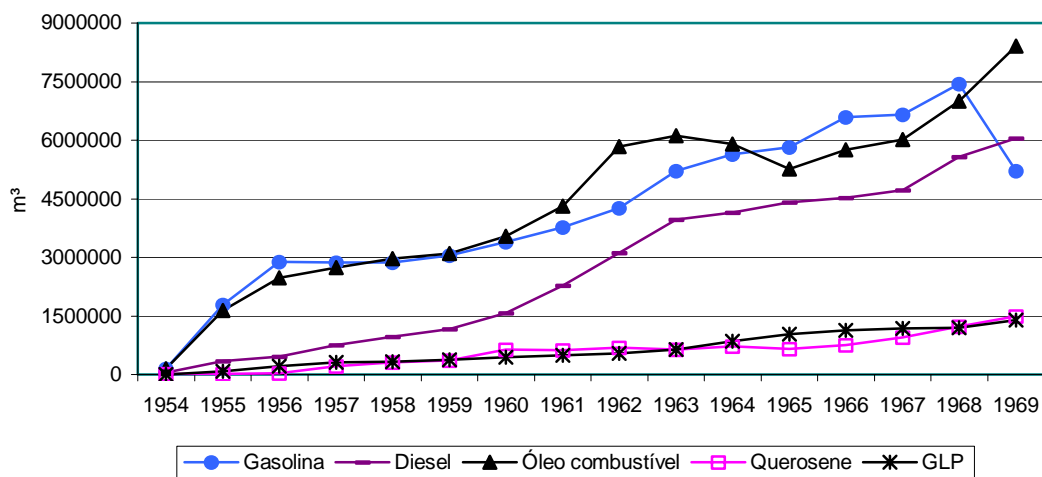


FIGURA 2.3: Produção de gasolina, diesel, óleo combustível, querosene e GLP em m³, 1954/1969

Fonte: IBGE (1990).

⁴⁰ Em 1969, a produção de gasolina cai 2,2 milhões m³ em função de uma redução de 32,4% no consumo nacional deste combustível (IBGE, 1990).

No início dos anos 70, o consumo de petróleo continua a aumentar, passando de 190 milhões de barris em 1970 para 272 milhões em 1973 (ver FIGURA 2.2). Para garantir o abastecimento nacional de derivados, a Petrobras eleva novamente a capacidade instalada do parque de refino. Em 1972 entra em operação a Refinaria do Planalto Paulista (REPLAN), em Paulínia/SP, e, em 1977, a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), em Araucária/PR. Em 1974, as refinarias de Capuava (SP) e Manaus (AM) são adquiridas pela Petrobras.⁴¹

Nesse quadro, a capacidade de processamento de petróleo se eleva de 2.700 b/d, quando da criação da Petrobras em 1953, para 1.393.000 b/d⁴², em 1980 (incluídas as particulares). Paralelamente, crescem os esforços para aumentar a participação do petróleo produzido nacionalmente. Assim, a Petrobras intensifica suas campanhas exploratórias na plataforma continental brasileira e realiza várias descobertas de petróleo no litoral de vários estados. O fato mais importante na área de exploração e produção refere-se à descoberta do campo de Garoupa (1974), na Bacia de Campos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 124 metros (PETROBRAS, 2004). Nos anos seguintes são os campos de Badejo, Namorado e Bagre (1975), Cherne e Enchova (1976) e Pampo (1977) (LEITE, 1997; MIMADEO, 2002).

Outro ponto de destaque é a criação de mais cinco subsidiárias: a Petrobras Distribuidora (1971), a Petrobras Internacional - Braspetro (1972), a Petrobras Fertilizantes - Petrofertil, a Petrobras Comércio Internacional - Interbrás (1976) e a Petrobras Mineração - Petromisa (1977) (CVM, 2003).

⁴¹ Neste período várias refinarias foram modernizadas e tiveram sua capacidade de refino aumentada, como: REPLAN, RPBC, RLAM e REDUC (PETROBRAS, 2002; TENDÊNCIAS, 2003).

⁴² BP (2003).

Os anos 70 são marcados pelos investimentos da Petrobras nas atividades de refino, transporte marítimo, terminais e dutos. A ênfase orçamentária da empresa era baseada no cenário mundial da indústria do petróleo, no qual as empresas eram desestimuladas a investirem em produção e exploração devido o baixo custo do petróleo importado principalmente do Oriente Médio. Todavia, com a elevação dos preços internacionais com os choques de 1973 e 1979, o centro principal de lucros do negócio de petróleo se desloca para o upstream. Enquanto em 1970 o preço do barril era cotado a US\$ 2,49/barril, em 1979 o preço atinge US\$ 30,3/barril (BP, 2003). A FIGURA 2.4 mostra claramente como no período anterior ao segundo choque do petróleo os investimentos da Petrobras estão concentrados no downstream.

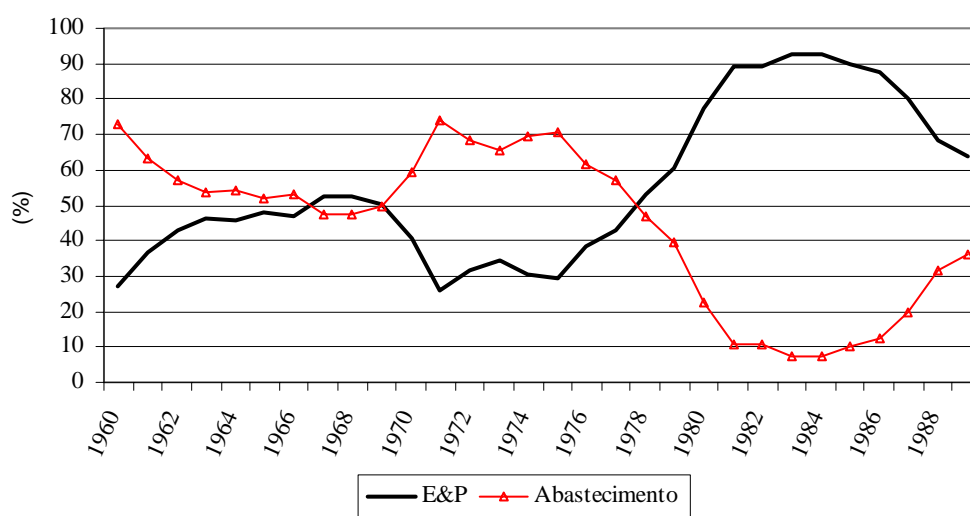


FIGURA 2.4: Investimentos da Petrobras por segmento (proporção em relação ao investimento total) – 1960/89

Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras (2004).

Conforme o período em análise, o auge do dispêndio no abastecimento dos derivados de petróleo, isto é, nas atividades de refino, distribuição e comercialização, é

o ano de 1971, quando 74,25%⁴³ do total dos investimentos da Petrobras são dirigidos a este segmento. A partir de 1980 começa a se inverter a composição dos gastos da estatal, passando a participação do downstream de uma média de 61,3% do total nos anos 70 para 16,9% nos anos 80. Em 1983, os investimentos da Petrobras em exploração e produção atingem 92,8% do total, maior valor do período (PETROBRAS, 2004).

Em outubro de 1975, o governo Geisel introduz uma forma de concessão denominado contrato de risco. Por esta modalidade, uma empresa obtinha o direito de realizar pesquisas exploratórias e de prospecção em uma determinada área. Se houvesse sucesso na descoberta de petróleo ou gás natural, adquiria o direito de produzi-lo e vendê-lo a Petrobras; caso contrário, diante de fracasso, deveria arcar com todos os prejuízos dos gastos empreendidos, devolvendo as áreas à União. Entretanto, os contratos de risco não surtiram o efeito desejado pelo Governo: foram firmados 103 acordos entre 1975 e 1988, quando a nova Constituição proibiu as concessões à iniciativa privada. Apenas duas contratantes obtiveram sucesso, a Pecten (subsidiária da Shell) que encontrou gás natural na Bacia de Santos, e a Azevedo Travasso, com a descoberta de óleo na parte terrestre da Bacia Potiguar (LEITE, 1997; CVM, 2003; POSTALI, 2000).

Em 1980 entra em operação a última refinaria a ser construída no Brasil, a Refinaria Henrique Large (REVAP), em São José dos Campos/SP. Desde então, a

⁴³ US\$ 328 milhões, a preços correntes.

capacidade de refino do parque nacional vem sendo ampliada através da modernização e expansão das unidades existentes, que são 12 refinarias e uma fábrica de lubrificantes.

TABELA 2.1: Parque nacional de refino: unidades, localização, e capacidade nominal de operação - original e atual (2003)

Petrobras	Localização	Operação	(m ³ / dia de operação)	
			Inaugural	Atual (2003)
Refinaria Landulpho Alves - (Rlam)	Mataripe/BA	1950	398	50.050
Refinaria de Capuava - (Recap)	Mauá/SP	1954*	3.180	8.500
Refinaria Presidente Bernardes - (RPBC)	Cubatão/ SP	1955	7.160	27.000
Refinaria de Manaus - (Reman)	Manaus/AM	1956*	800	7.300
Refinaria Duque de Caxias - (Reduc)	Campos Elíseos/ RJ	1961	14.300	38.500
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor)	Fortaleza/CE	1966	450	1.000
Refinaria Gabriel Passos - (Regap)	Betim/MG	1968	7.155	24.000
Refinaria Alberto Pasqualini - (Refap)	Canoas/RS	1968	7.150	30.000
Refinaria de Paulínia - (Replan)	Paulínia/SP	1972	20.000	58.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	Araucária/PR	1977	20.000	30.000
Refinaria Henrique Lage - (Revap)	São José dos Campos/SP	1980	30.000	40.000
Particulares				
Ipiranga	Rio Grande do Sul	1937	240	2.700
Manguinhos	Rio de Janeiro	1954	1.600	2.200

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2004), Minadeo (2002), Tolmasquim *et al* (2000) Ipiranga (2005).

Notas: Capacidade original: capacidade nominal quando a refinaria entrou em operação, *Adquiridas pela Petrobras em 1974.

Com a brusca elevação dos preços internacionais do petróleo, a fragilidade do modelo brasileiro fica exposta, uma vez que o país importava em 1973 e 1979, respectivamente, 79% e 86% do petróleo consumido (BP, 2003). O resultado para o Brasil foi um brusco aumento do dispêndio de divisas com as importações de petróleo

na década de 1980. Em 1982 e 83, estes gastos atingiram 44%⁴⁴ do total, valor que foi sendo reduzido gradualmente até 1989, quando caiu para 15,6%⁴⁵ do total (TOLMASQUIM et al, 2000).

Os investimentos nas atividades de exploração e produção, principalmente *offshore*, permitem a redução da dependência energética externa brasileira. Em meados da década de 80, a Petrobras começa a concentrar os esforços exploratórios sobretudo nas regiões de águas profundas da Bacia de Campos, o que culmina com descobertas de campos gigantes, como Albacora (1984), Marlim (1985), e Barracuda (1989). Enquanto no ano de 1970 foram perfurados 30 poços exploratórios e existiam 5 sondas em operação, no ano de 1982 foram perfurados 127 poço e o número de sondas aumenta para 34 (FIGURA 2.5) (FRANKE, 2004; LEITE, 1997).

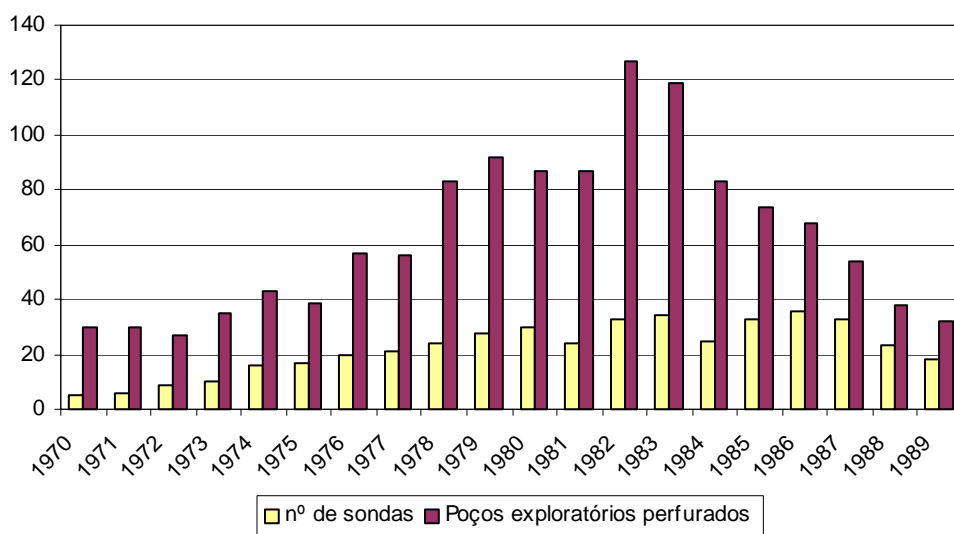


FIGURA 2.5: Número de poços exploratórios perfurados e sondas de perfuração no Brasil, 1970/89

Fonte: Franke (2004) e Leite (1997).

⁴⁴ Aproximadamente US\$ 10 bilhões.

⁴⁵ US\$ 3,8 bilhões.

Durante os anos 70 e 80 a produção em terra se mantém constante, com uma média anual de cerca de 170 mil barris/dia. Em 1977 a produção marítima corresponde a 26,1% do total, ou 49,5 mil b/d. Porém, a partir de 1982 o quadro se inverte e o volume de petróleo obtido no mar supera a produção em terra. O acréscimo, como já dito, foi sustentado pelas descobertas na Bacia de Campos, a qual entra em operação no ano de 1977 e torna-se a mais importante província petrolífera brasileira. A produção de petróleo procedente desta bacia cresce rapidamente no período verificado, sendo intensificada a partir de 1985, quando passa a representar aproximadamente 77% da produção em mar e 53% do total produzido. Em 1989, a produção *offshore* atinge a marca de 698 mil barris/dia (FIGURA 2.6) (PETROBRAS, 2004).

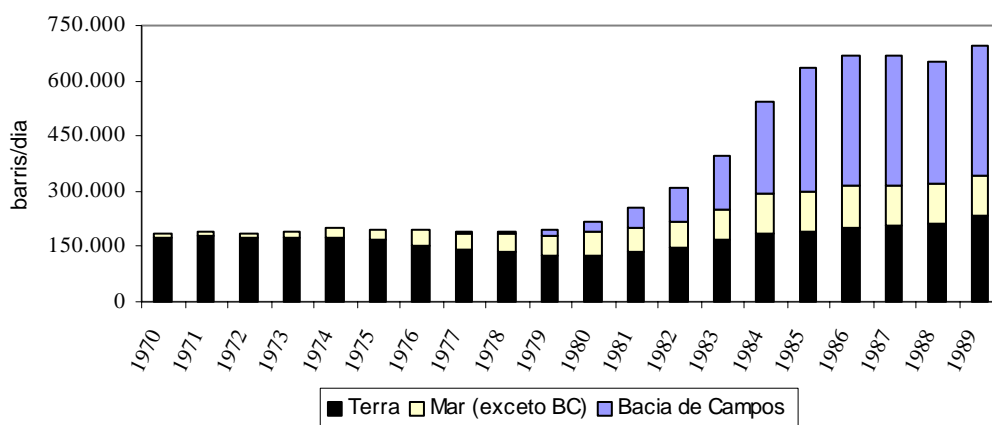


FIGURA 2.6: Produção Nacional de Óleo e Condensado (barris/dia), 1970/89

Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras (2004).

Para atender a grande demanda tecnológica *offshore*, incitada pelas novas descobertas na Bacia de Campos, em 1986 é criado o Programa de Inovação

Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas (Procap 1.000)⁴⁶ para viabilizar a produção de óleo e gás em águas de até 1.000 metros. Tamanho é o sucesso do programa que já no mesmo ano é alcançada a meta, com a perfuração de poços em profundidades d'água superiores a 1.200 metros e produção a cerca de 400 metros.

Na área de refino, a década de 80 é marcada pelas adaptações das refinarias de modo a atender à evolução do consumo de derivados. O parque de refino havia sido projetado para um mercado forte em gasolina e óleo combustível, e para processar os óleos leves e médios importados do Oriente Médio. Com a crise, os petróleos adequados ao parque de refino nacional ficam com os preços extremamente elevados, restando ao país a disponibilidade de óleos pesados, inadequados ao perfil do mercado e à configuração das refinarias. Dessa forma, o plano da Petrobras para o período foi reduzir o custo unitário de processamento, aumentar a capacidade de refinar o petróleo nacional (pesado) e transformar os excedentes de óleo combustível em derivados como o diesel, a gasolina e o gás liquefeito de petróleo (GLP), que são produtos de maior valor agregado (CVM, 2003). Para atender ao desafio de adequar as refinarias aos diferentes insumos e a um novo perfil de produção de derivados, foram instituídos cinco programas (Programa Fundo de Barril) (TENDÊNCIAS, 2003):

I. Programa de Craqueamento de Cargas Pesadas (PROCRAPE): introduziu o craqueamento de resíduos pesados e alterações de todas as unidades craqueamento existentes. Transformava um produto excedente de valor igual a US\$100 a tonelada em outros de valor médio maior do que US\$ 230 a tonelada.

⁴⁶ O Procap 1000 contemplou, basicamente, os sistemas convencionais, principalmente as plataformas semi-submersíveis e as embarcações que passaram a constituir sistemas flutuantes de produção (SFP) (FREITAS, 1999).

II. Programa de Minimização da Produção de Resíduos de Vácuo (PROMIRV): Buscou a minimização da produção de óleos combustíveis, alterando todas as unidades de destilação atmosférica e a vácuo, com o aumento da produção de diesel e de cargas para craqueamento.

III. Programa de Queima de Resíduo de Vácuo (PROQUERV): levou à queima de óleos ultraviscosos nos fornos do país, possibilitando retirar o diesel de diluição do óleo combustível ganhando-se US\$150 por tonelada.

IV. Programa de Investimento em Novas Unidades: Instalou duas novas unidades de coque e uma de desasfaltação, com ganho semelhante ao anterior.

V. Programa de Qualidade (PROQUAL): Procurou explorar ao máximo as folgas nas especificações dos derivados de petróleo em relação ao uso para se evitar colocar no mercado produtos com baixa qualidade.

Outro fato importante nos anos 80 é a promulgação da Constituição Federal de 1988 que, através dos artigos 176 e 177, mantém os princípios estabelecidos pela Lei 2004/53. O artigo 176 estabelece o seguinte: “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.” Já o artigo 177 reafirma o artigo 1º da lei 2004, apresentado no início do capítulo.

2.3 Indústria do Petróleo a partir da década de 1990

Não obstante a importância dos anos anteriores na formação da indústria nacional do petróleo, o período que engloba a década de 1990 aos dias atuais será retratado separadamente para facilitar os estudos do capítulo posterior, no qual, para o mesmo intervalo de tempo, far-se-á uma avaliação dos efeitos do setor petrolífero sobre o PIB brasileiro.

A estrutura da indústria petrolífera no Brasil a partir da década de 1990 pode ser dividida em duas fases. Na primeira fase, o setor petróleo ainda é regulamentado pela Lei 2004/53, no qual o monopólio estatal da União sobre as diversas atividades integrantes da cadeia produtiva é realizado pela Petrobras. Na fase seguinte, após o ano de 1997, o mercado de petróleo é reaberto ao capital privado local e externo para as atividades antes exclusivamente concebidas à estatal: exploração, produção, refino e transporte de petróleo.

No início da década, dando prosseguimento ao que vinha sendo feito nos anos anteriores, a Petrobras investe no desafio de produzir petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Em 1993 é criado o Procap 2000, cujo grande diferencial foi a intensificação da capacitação tecnológica da Petrobras para a produção em águas ultraprofundas, de 1000 a 2000 metros. Entra em ação a vanguarda tecnológica: sensoriamento remoto, poços perfurados horizontalmente e robótica submarina (FURTADO et al, 2001; CVM, 2003). Como resultado do avanço tecnológico *offshore*

a Petrobras torna-se uma empresa detentora de recordes de produção de petróleo em águas cada vez mais profundas, como mostra a TABELA 2.2.

TABELA 2.2: Recordes mundiais de produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas pela Petrobras

Ano	Profundidade(metros)	campo	Poço
1977	124	Enchova	EM-1-RJS
1979	189	Bonito	RJS-39
1983	303	Pirauna	RJS-232
1985	383	Marimba	RJS-381
1988	492	Marimba	RJS-376
1992	781	Marlim	MRL-9
1994	1.027	Marlim	MRL-4
1997	1.709	Marlim Sul	MLS-3B
1998	1.853	Roncador	

Fonte: Petroleum Economist (1998).

Mais tarde, novos desafios são enfrentados pela Petrobras, como: tornar técnica e economicamente possível a prospecção de óleo encontrado em profundidades cada vez maiores – até 3 mil metros - e com baixíssimo grau API⁴⁷ (pesado e ultraviscoso), desenvolver novas tecnologias para a adequação do parque de refino ao perfil da demanda nacional de derivados, e formular novos produtos e aditivos que garantissem o atendimento à crescente exigência por combustíveis e lubrificantes de melhor qualidade (CVM, 2003).

⁴⁷ Classificação dos óleos pela sua densidade, no qual se utiliza o grau API (*American Petroleum Institute*). Os petróleos são classificados como leves (acima de 30° API, cerca de 0,72g/cm³), médios (entre 21 e 30° API) e pesados (abaixo de 21° API, cerca de 0,92g/cm³) (API, 2004).

Lei do Petróleo – Lei 9478/97

Na década de 1990, acontece uma grande mudança nas normas que regulam o setor petrolífero. Em novembro de 1995 é sancionada a Emenda Constitucional nº 09, que estabelece nova redação ao artigo 177⁴⁸ da Constituição Federal de 1988, incluindo a seguinte alteração: “a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do artigo 1º observadas as condições estabelecidas em lei”. Tal emenda não revogou a propriedade exclusiva da União sobre todos os recursos minerais existentes no subsolo e na plataforma continental brasileira, mas a autorizou a contratar empresas constituídas sob lei nacional para realizar as atividades de exploração e produção (E&P). A regulamentação desta emenda é realizada em 6 de agosto de 1997 através da Lei 9.478, conhecida como a Lei do Petróleo.

A Lei 9.478/97 dá à União total liberdade para, com empresas estrangeiras ou nacionais, conceder e autorizar empreendimentos privados no setor petrolífero, bem como garante à Petrobras condições de atuar como uma verdadeira empresa comercial, escolhendo, livremente, projetos e parceiros, e correndo riscos em seus empreendimentos.

O Estado, que é detentor dos recursos minerais, transfere as atividades de exploração e produção a empresas, por meio de contratos de concessão, que são celebrados pela entidade reguladora- Agência Nacional do Petróleo. Ou seja, a nova

⁴⁸ Ver seção 2.1.

legislação não altera o princípio constitucional de que “...a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos...”, constituem monopólio da União (CF, 1988, art. 177), mas apenas autoriza a contratar terceiros para a execução de tais atividades. Hoje, a iniciativa privada pode, só ou em parceria com a Petrobras, atuar no desenvolvimento de projetos de exploração e produção de petróleo. A Lei nº 9.478/97, ao mesmo tempo em que abre a indústria do petróleo, em seus diferentes segmentos, para a iniciativa privada, tornando o setor mais competitivo, resguarda o monopólio constitucional e preserva o controle da União sobre a Petrobras.

A lei do Petróleo determina que as atividades econômicas de E&P estejam vinculadas aos princípios da política energética nacional, visando um aproveitamento racional das fontes de energia, e tendo por objetivo, dentre outros (Art.1º da Lei 9.478/97):

- Preservar o interesse nacional e garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional;
- Atrair investimentos de riscos na produção de energia;
- Promover a livre concorrência e o desenvolvimento, ampliando o mercado de trabalho e valorizando os recursos energéticos;
- Proteger o interesse do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- Proteger o meio ambiente; e
- Ampliar a competitividade do país no mercado internacional.

Com vistas a administrar os interesses da União, a Lei do Petróleo cria a Agência Nacional do Petróleo (ANP), autarquia federal vinculada ao Ministério das Minas e Energia, e que tem como finalidade básica “*promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo*” (Art. 8º, Lei nº 9478/97). Assim, se antes era mediante o monopólio exercido pela Petrobras que a União garantia o cumprimento de políticas de produção e refino, além das atividades de regulação e abastecimento de combustível e derivados, com a nova Lei essas tarefas passaram a ter um tratamento mais aberto, acompanhado pela ANP.

Neste sentido, a Lei nº 9478/97 estabelece que, dentre as funções primordiais da ANP, cabe-lhe: “*elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução*” (Art. 8 inciso IV). Então, todas as atividades relacionadas ao petróleo, incluindo sua exploração e produção, só podem ser realizadas mediante autorização da ANP, que deve, obrigatoriamente, firmar um contrato de concessão com os investidores privados.

Quando da edição da Lei, a Petrobras, em razão do monopólio exercido no setor petróleo, tinha diversos projetos instalados nas bacias sedimentares brasileiras. Desde então, nos termos do art.22 da Lei nº 9.478/97, ficou estabelecido o seguinte: “*...a Petrobras transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação da Lei*”.

Contudo, a Petrobras teve ratificado seus direitos sobre cada um dos campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei. Foi garantido, também, o direito de prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento, pelo prazo de três anos, nos blocos em que a empresa tivesse realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, e, no caso de êxito, prosseguir nas atividades de produção (Art.32 e 33, Lei 9.478/97).

Então, em cumprimento às medidas de transição para um mercado concorrencial, a ANP analisou os blocos e campos solicitados pela Petrobras e ratificou seus direitos na forma de contratos de concessão. Em 6 de agosto de 1998⁴⁹, foram assinados 397 contratos, o que garantiu à Petrobras o direito de exploração de 7,1% das bacias sedimentares brasileiras, totalizando uma área de 456.722,73 km². Estas primeiras concessões, realizadas sem processo licitatório, ficaram conhecidas como “Rodada Zero” ou “Brasil Round 0” e no qual foram distribuídos os seguintes blocos a Petrobras: 115 em exploração, 51 em desenvolvimento e 231 em produção (ANP, 2004).

Dentre os 282 contratos de concessão referentes a campos de desenvolvimento ou produção, 76 foram na Bacia do Recôncavo, 65 na Bacia Potiguar, 39 na Bacia de Campos e 37 na Bacia do Espírito Santo. Já os 67 campos restantes pertenciam às bacias de Alagoas, Santos, Ceará Solimões, Tucano Sul e Central, Mucuri, Camuru e Cumuruxatiba (ANP, 2004).

Com relação aos 92,9% das bacias sedimentares brasileiras que permaneceram com a ANP quando da abertura do mercado, estão sendo objeto de licitações desde

⁴⁹ Conforme previsto no artigo nº 33 da Lei 9.478/97

1999, totalizando até agora um número de seis rodadas concluídas. Como resultado, as novas concessionárias de exploração e produção de petróleo e gás natural, promoveram uma arrecadação em bônus de assinatura (valor monetário oferecido pelo bloco) para a União de R\$ 1,18 bilhão.

Política de preços dos derivados

A desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil inicia-se na década de 90 e contempla, entre outros, a liberação de preços, margens e fretes em toda cadeia produtiva. Em consonância com a Lei 9.478/97, os preços dos derivados deveriam ser completamente liberados no prazo máximo de 36 meses a partir de sua data de publicação. No entanto, o prazo foi ampliado com a edição da Lei nº 9.990, de 21 de julho de 2000, que prorrogou o período de transição para, no máximo, 31 de dezembro de 2001.

No período de transição até a liberalização dos preços, a Lei do Petróleo dispôs o seguinte: “os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas refinarias e unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia” (Art.69, Lei 9.478/97).

Até os anos 90, os preços dos derivados eram regulados pelo governo, que utilizava os preços do petróleo como um instrumento de política econômica, reajustando-os em níveis inferiores à inflação. A estrutura de precificação era utilizada

para que o aumento do petróleo no mercado internacional tivesse o menor impacto possível sobre os índices inflacionários. A política era fixar preços sensivelmente menores aos derivados básicos (óleo diesel, GLP e óleo combustível), de forma a minimizar os custos para o setor industrial, de transporte, e residencial. Tal tipo de reajuste era viabilizado através de compensações feitas com aumento nos preços da gasolina, que por ser um produto de consumo final utilizado basicamente para o transporte particular teria um impacto reduzido sobre a cadeia produtiva e, conseqüentemente, sobre inflação (SATHLER, 2000).

Então, no início da década de 90 a uniformização de preços começa a ser abandonada com as seguintes medidas: (1) retirada dos subsídios ao frete pago para o transporte do combustível das refinarias para as bases de distribuição, e a alguns derivados, como o GLP; (2) liberação dos preços na comercialização, respeitando um preço máximo ao consumidor (SINDICOM, 2004).

Enfim, a partir de 1º de janeiro de 2002 o mercado de combustíveis no Brasil é totalmente liberado, permitindo que outras companhias produzam e comercializem no mercado nacional, bem como importem e exportem derivados de petróleo⁵⁰. Com a nova regulamentação, o monopólio da Petrobras é quebrado para importação, aumentando o número de agentes no mercado, que passam a competir com os produtores atuais, que são as 11 refinarias da Petrobras, as refinarias de Manguinhos e da Ipiranga (privadas) e as centrais petroquímicas - Copene, Copesul e PqU (ANP, 2004).

⁵⁰ As especificações para as importações e exportações de derivados foram estabelecidas pelas portarias publicadas em 27 de dezembro de 2001: nº 312, para importação de solventes; nº 313, para a importação de óleo diesel; nº 314 para importação de gasolina automotiva; e nº 315 para a exportação de derivados de petróleo (ANP, 2004).

Desempenho do setor petróleo

Haja vista a política de investimentos adotada pela Petrobras do período que engloba da década de 90 aos dias atuais, que vem priorizando fortemente os recursos destinados às atividades de exploração e produção de petróleo, as descobertas marítimas foram as grandes responsáveis pela menor dependência de petróleo estrangeiro. Em 1991, o Brasil importava 45,3% do petróleo e derivados consumidos no país, valor este que foi sendo reduzido paulatinamente até situar-se em 3,3% no ano de 2003, mesmo com o aumento da demanda (ANP, 2002; 2004).

Sob a costa oceânica se encontram as maiores reservas provadas de petróleo brasileiras. Em 2003, de um total de 10,6 bilhões de barris de petróleo, 9,67 bilhões estavam na plataforma oceânica; ou seja, 91% do total.⁵¹ Desses, 8,85 bilhões estavam na costa do Rio de Janeiro, mais especificamente na Bacia de Campos (ANP, 2004). As descobertas nas bacias costeiras são as responsáveis pelo aumento das reservas nos últimos dez anos. Em terra, os valores praticamente se mantiveram, (ver FIGURA 2.7).

⁵¹ De acordo com ANP (2005), em dezembro de 2004, as reservas provadas de petróleo brasileiras totalizaram 11,24 bilhões de barris (864 milhões de barris em terra e 10,38 bilhões de barris em mar).

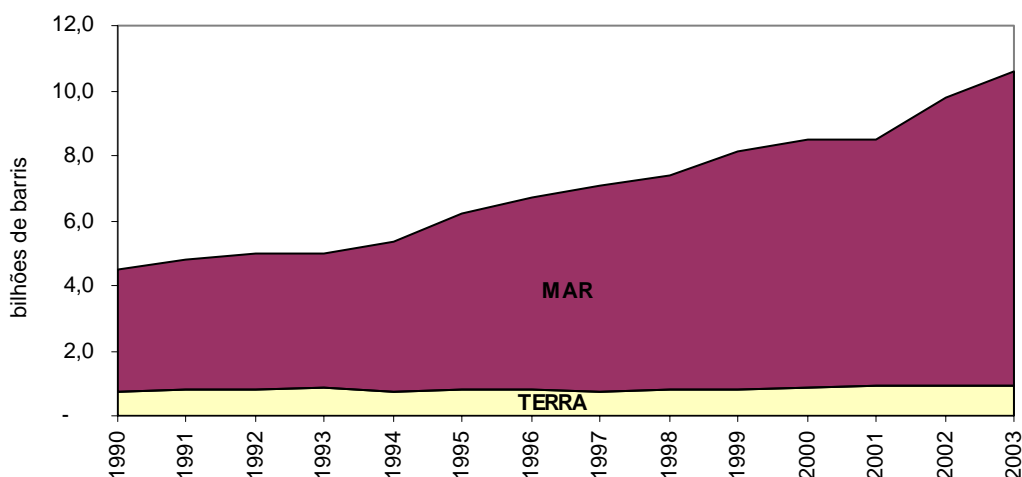


FIGURA 2.7: Reservas provadas de petróleo no país – 1990 –2003

Fonte: ANP (2001; 2002; 2003; 2004).

As maiores taxas de crescimento foram respectivamente de 15,8% e 15,5% em 1995 e 2002, sendo o acréscimo acumulado de 135% entre 1990 e 2003. Enquanto em 1990 o volume de reservas provadas era de 4,5 bilhões de barris, em 2003 este valor praticamente mais que duplica, atingindo 10,6 bilhões de barris. Tomando-se por foco de análise o crescimento médio mundial das reservas provadas, que no mesmo intervalo foi de 13%⁵², verifica-se o excelente desempenho nacional na ampliação das reservas. Como resultado do expressivo crescimento das reservas, o país alcançou o índice de reposição de reservas provadas de 321%, o que significa um volume equivalente 3,21 vezes maior que o volume produzido no ano.

No que tange ao incremento no volume de reservas provadas a partir de 2001, um fator decisivo foi a confirmação da ANP quanto à descoberta de dois novos campos de petróleo realizada pela Petrobras. Na Bacia de Campos foi descoberto um complexo

⁵² BP (2004).

com reservas de cerca de 900 milhões de barris de óleo equivalente, formado pelo campo de Jubarte, que possui reservas estimadas de 600 milhões de barris, tendo o óleo a qualidade de 17 graus API, e o campo de Cachalote, com reservas estimadas em 300 milhões (CVM, 2003).

No contexto mundial, o Brasil ainda se apresenta como um país pouco representativo em termos de reservas provadas (0,9% do total em 2003). No entanto, seu esforço exploratório, ainda que em sua maioria *offshore*, foi responsável pela 16ª posição entre os maiores produtores de petróleo no ano de 2002, com um volume de 1,5 milhão de barris/dia de óleo. Dentre os 20 maiores países produtores de petróleo, apenas o Cazaquistão e Angola, que ocuparam a 19ª e a 20ª posição, alcançaram crescimento superior ao do Brasil (12,2%), registrando valores de 17,8% e 22% , respectivamente (TABELA 2.3). Já o crescimento mundial, foi negativo, correspondente a -0,7%. No ano de 2003, apesar do crescimento de 3,3%, o Brasil alcançou a 15ª posição, com 1,5 milhões barris/dia (BP, 2003; 2004).

TABELA 2.3: Maiores produtores mundiais de petróleo (em mil barris/dia)

País	2001	2002	Var 01/02	País	2001	2002	Var 01/02
1 Arábia Saudita	8992	8680	-3,70%	11 Emirados Árabes	2429	2270	-6,90%
2 Rússia	7056	7698	9,10%	12 Iraque	2371	2030	-14,40%
3 EUA	7670	7698	0,30%	13 Nigéria	2199	2013	-8,50%
4 México	3560	3585	1,00%	14 Kuwait	2069	1871	-9,80%
5 China	3306	3387	2,50%	15 Argélia	1562	1659	6,70%
6 Irã	3680	3366	-8,60%	16 Brasil	1337	1500	12,20%
7 Noruega	3418	3330	-3,00%	17 Líbia	1425	1376	-3,50%
8 Venezuela	3210	2942	-8,30%	18 Indonésia	1389	1278	-8,10%
9 Canadá	2712	2880	6,40%	19 Cazaquistão	836	989	17,80%
10 Reino Unido	2476	2463	-0,60%	20 Angola	742	905	22,00%

Fonte: BP (2003).

Não obstante a abertura do mercado nacional e a entrada de novos grupos estrangeiros, a maior parte dos investimentos em exploração e produção ainda é realizada pela Petrobras. Como resultado para o setor de petróleo, no ano de 2002, a Petrobras foi responsável por 99,96% da produção de petróleo no Brasil, tendo as empresas W.Washington, Marítima e UP Petróleo contribuído com apenas 0,04% (ver TABELA 2.4).

TABELA 2.4: Produção de petróleo no Brasil por empresa

Empresa	Petróleo (barris/dia)	
	2002	2003*
Petrobras	1.453.934,17	1.487.168,64
W.Washington	258,14	245,72
Marítima	198,60	318,96
UP Petróleo	133,61	-
Total	1.454.524,52	1.487.733,32

Fonte: ANP, *apud in* BRASIL ENERGIA (2003).

Nota: * Maio

Essa é a razão pela qual os estudos nas áreas de exploração e de produção de petróleo ainda ficam restritos a uma análise da capacidade e eficiência de inovação e investimento da empresa Petrobras S.A. Em vista disto, no capítulo seguinte da tese a contribuição econômica das atividades de E&P serão basicamente referentes a valores da Petrobras.

À guisa da conclusão observa-se que o Brasil passou por importantes mudanças no setor de óleo e gás natural após a segunda metade dos anos 90, com a introdução da Lei 9.478/97. Desde então, os investimentos e os esforços exploratórios vêm proporcionando aumentos consideráveis no volume de reservas e produção de petróleo, fato que acarreta uma forte influência sobre o conjunto da economia brasileira. Esta

influência está diretamente relacionada aos efeitos proporcionados à balança comercial brasileira, com a redução dos dispêndios com importação de petróleo; às finanças dos estados, municípios e órgão, com os recebimentos dos royalties; e, principalmente, ao desenvolvimento das indústrias para-petrolíferas, que envolvem uma diversidade de fornecedores de bens e serviços, como a indústria naval, serviços de logística, ambiental, engenharia e pesquisa.

3. METODOLOGIA PARA AVALIAR A CONTRIBUIÇÃO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS AO PRODUTO INTERNO BRUTO BRASILEIRO

O estudo visa apresentar a metodologia de avaliação da contribuição macroeconômica do setor petróleo ao PIB nacional. Para uma melhor compreensão do tema, inicialmente se faz necessária a apresentação das contas nacionais no Brasil e de conceitos relevantes ao PIB. A partir de então, serão mostrados os diferentes instrumentos analíticos a serem empregados no trabalho, que buscam identificar a participação do setor petróleo, da Petrobras e das distribuidoras de combustíveis no PIB brasileiro. A metodologia proporcionará uma análise anual do valor agregado do setor e da estatal para o período de 1955 a 2003, e trimestral para o ano de 2004, sendo que a partir de 1990 a metodologia proporcionará um estudo desagregado dos segmentos de exploração e produção, refino e distribuição de combustíveis para o setor petróleo.

3.1 Contas Nacionais no Brasil

De acordo com ROSSETTI (1995), a contabilidade social refere-se a uma forma especial de estatística econômica, cuja matéria é a classificação e a mensuração sistemática de todas as transações que compõem a economia de um país. Isto é, destina-se ao estudo dos valores agregados da produção, da renda, do consumo e da acumulação.

Os sistemas de contabilidade social foram desenvolvidos principalmente a partir dos anos 40, no pós-guerra. Os dois principais são o sistema de contas nacionais, elaborado por Richard Stone e adotado pela ONU, e a Matriz Insumo-Produto (também

chamada Matriz de Relações Intersectoriais ou Matriz de Leontief), criada por Wassily W. Leontief. (MONTORO FILHO *et al*,1998).⁵³

O sistema de contas nacionais no Brasil foi elaborado até 1986 pelo Centro de Contas Nacionais da Fundação Getúlio Vargas (FGV/RJ), quando a partir de então, passou a ser calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Em 1988, o IBGE incorporou a sua equipe os antigos técnicos da FGV criando dentro da sua Diretoria de Pesquisas o Departamento de Contas Nacionais (DECNA) (IBGE, 1989). Em 1990, o DECNA publicou o relatório metodológico atualizado de acordo com as últimas recomendações das Nações Unidas, expressas em United Nations (1968). Portanto, o instrumento básico de análise no delineamento do produto agregado nacional no Brasil deve estar de acordo com o Novo Sistema de Contas Nacionais (NSCN) do IBGE, (MONTORO FILHO, 1994).

O conhecimento da contabilidade é fundamental para entender a composição do PIB de uma nação, facilitando a análise de fenômenos macroeconômicos de uma forma coerente e sistemática. Assim, através do estudo da contribuição do setor petróleo para a economia nacional, será possível identificar como os segmentos que compõem sua cadeia produtiva estão respondendo às oscilações econômicas e políticas que envolvem o setor.

⁵³ LEONTIEF, W.W. (1941). *The Structure of American Economy, 1919-1929*. Harvard University Press. Uma versão ampliada deste livro, cobrindo o período 1919-1939 foi publicada pela Oxford University Press, em 1951. STONE, R. (1962). *National Income and Expenditure*. 6th ed. Ver., Quadrangle Books, Chicago.

Produto Interno Bruto

Diferentes indicadores podem ser empregados para avaliar o desempenho de uma economia ao longo de um período qualquer: números relativos à expansão das rodovias, taxas de inflação, déficits orçamentário e comercial, número de empregos oferecidos pelo setor industrial, etc. Entretanto, o mais abrangente desses indicadores é, sem dúvida, o Produto Interno Bruto.

O PIB refere-se ao valor agregado de todos os bens e serviços finais produzidos dentro do território econômico de um país⁵⁴. Todavia, do ponto de vista da contabilidade social, é importante a distinção de dois conceitos: produção e produto. A produção deve ser vista como um processo contínuo de entradas (*inputs*) e saídas (*outputs*). Já o produto é o conjunto de todos os bens e serviços resultantes da atividade produtiva de um indivíduo, empresa ou nação. Este deve ser entendido como a diferença entre o valor das saídas e o valor das entradas, o que equivale ao conceito de valor agregado pelas empresas no decurso do processamento da produção (ROSSETTI, 1995; SANDRONI, 1999).

⁵⁴ O PIB diferencia-se do produto nacional bruto (PNB) justamente por esta expressão “produzidos dentro do território nacional”. O PNB é definido como o preço de mercado dos bens e serviços finais produzidos pelo trabalho e pelas instalações de residentes de um determinado país, ou seja, a renda gerada em outro país é incluída no cálculo do produto agregado.

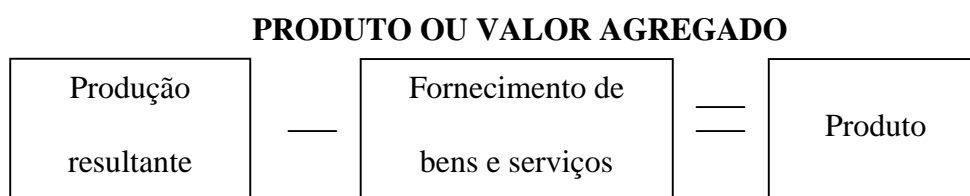
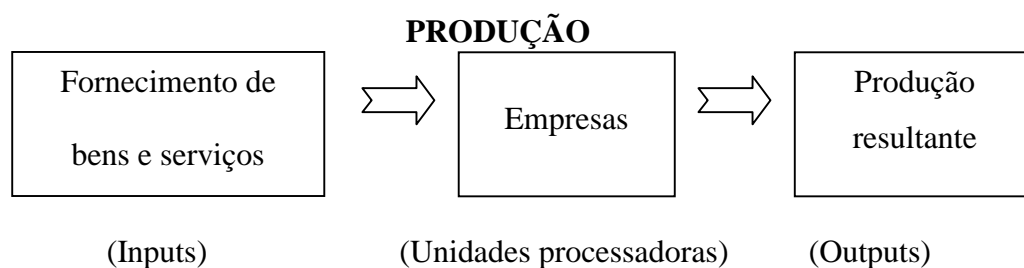


FIGURA 3.1: O processo de produção e o conceito de produto

Fonte: Rossetti (1995)

A diferenciação entre produção e produto é fundamental para mostrar que no cálculo do produto deve-se reduzir do total produzido os bens e serviços intermediários, com o fito de que sejam evitadas as duplas contagens. Para uma melhor compreensão acerca destes conceitos, bem como de PIB a preço de mercado e PIB a preço básico, ver exemplo em quadro “Conceitos sobre o Produto Interno Bruto – PIB”.

Conceitos sobre o Produto Interno Bruto - PIB

Na elaboração do PIB não se pode admitir que a produção efetivamente realizada pela economia seja o valor bruto da produção, uma vez que este incorpora valores de transações intra-setoriais, intersetoriais e externas ocorridas durante o processo de produção. Assim, considera-se que o setor 1 empregou suprimentos originários do próprio setor, dos setores 2 e 3 e do resto do mundo (ver tabela 3.1).

No setor 1, por exemplo, foram utilizados bens intermediários no valor de R\$ 60 do próprio setor, R\$ 30 do setor 2 e R\$ 72 do setor 3. Dado o modelo de economia aberta, no cálculo também foi acrescido o valor dos bens e serviços produzidos no Resto do Mundo e consumidos no processo de produção do setor 1, no valor de R\$50. Por conseguinte, o valor

agregado do setor 1 é R\$388, isto é, do valor bruto da produção de R\$ 600 foram deduzidas a soma dos fornecimentos intermediários no total de R\$212.

TABELA 3.1: Estimativa do valor bruto da produção e dos valores agregados pelos setores produtivos

destino (output)	Setor 1	Setor 2	Setor 3	Subtotal	Consumo das famílias e governo (C)	Investimento das famílias e governo (I)	Exportações (X)	subtotal 2 (C+I+X)	Valor bruto da produção
Origem (Input)									
Setor 1	60	40	52	152	300	100	48	448	600
Setor 2	30	45	56	131	200	100	69	369	500
Setor 3	72	20	40	132	130	114	24	268	400
Subtotal	162	105	148	415	630	314	141	1085	1500
Importação	50	25	0	75					
Total intermediário	212	130	148	490					
RLFP*	350	250	190	790					
Imposto Indiretos -subsídios	18	80	42	140					
Reservas de Depreciação	20	40	20	80					
Valor Agregado	388	370	252	1010					

Fonte: Oliveira (2002).

Nota: *Remunerações líquidas aos fatores de produção. Ou seja: salários, aluguéis, juros e lucros líquidos pagos pelos setores 1, 2 e 3.

No exemplo acima, o estudo do PIB foi elaborado pela chamada ótica da produção, que nada mais consiste que em deduzir do valor bruto dos bens e serviços produzidos em uma economia em determinado período o valor dos bens intermediários utilizados no processo produtivo. Assim, o cálculo do PIB pela ótica da produção seria da seguinte forma:

Mensuração do PIB pela ótica da produção

$$\text{PIB} = \text{Valor Bruto da Produção} - \text{Total Intermediário}$$

$$\text{PIB} = 1500 - 490 = 1010$$

Com os mesmos valores e conceitos, pode-se calcular o PIB por um outro caminho, somando-se o valor agregado de todas as atividades econômicas. Primeiro calcula-se a diferença entre o valor bruto da produção e os bens intermediários para cada setor e depois se faz o somatório de todos os setores da economia. Então, na tabela 1, o PIB é obtido pela soma do valor agregado dos setores 1, 2 e 3, ou seja, o PIB = $\sum VA_i = R\$388 + R\$ 370 + R\$ 252 = R\$ 1010$.

Existe além da ótica da produção, a ótica da renda e do dispêndio. Pela ótica da renda, mensura-se o PIB como a soma das rendas na economia em determinado período. Logo, a diferença entre o valor da produção e o valor dos bens intermediários tem como destino final os salários (remuneração do fator trabalho), os juros (remuneração do capital monetário), os lucros (remuneração do risco incorrido pelos empresários) e os aluguéis (remuneração do proprietário

do capital físico) (LOPES *et al*, 1998 e BLANCHARD, 1997). Na TABELA 3.1, no cálculo do PIB pela ótica da renda, são adicionados às remunerações pagas aos fatores de produção os tributos indiretos, deduzidos os subsídios, mais a depreciação do capital.

Mensuração do PIB pela ótica da renda

$$\text{PIB} = \text{RLFP} + (\text{Impostos Indiretos} - \text{subsídios}) + \text{reservas de depreciação}$$

$$\text{PIB} = 790 + 140 + 80 = 1010$$

Por fim, pela ótica do dispêndio, o PIB resulta da soma dos produtos destinados aos consumidores finais, ou seja, da soma dos bens e serviços que não serão utilizados como insumos na produção de outros produtos. Estes dispêndios correspondem, efetivamente, às aquisições dos bens e serviços finais, para fins de consumo e acumulação (MACHADO, 2002 e ROSSETTI, 1995).

Dessa forma, no PIB pela ótica do dispêndio, deve-se somar o consumo das unidades familiares e do governo, o investimento em formação bruta de capital fixo realizado pelas empresas e governo, mais os valores exportados deduzidas as importações. Por esta ótica o PIB pode ser alternativamente denominado de despesa interna bruta (DIB) (ROSSETTI, 1995).

Mensuração do PIB pela ótica do dispêndio

$$\text{PIB} = C + I + (X - M)$$

$$\text{PIB} = 630 + 314 + (141 - 75) = 1010$$

Para sintetizar o estudo das três óticas apresentadas até o momento, será exposto em ANEXO o cálculo do PIB realizado pelo IBGE no período de 1997 a 2001, para as óticas da produção, renda e dispêndio, respectivamente.

Um outro ponto importante a ser esclarecido de modo a facilitar o entendimento das metodologias a serem descritas a seguir é a diferença entre o PIB a preço de mercado (PIB_{pm}) e o PIB a custo de fatores (PIB_{cf}), ou PIB a preços básicos (PIB_{pb}). As óticas do produto e dispêndio anteriormente apresentadas foram feitas em relação ao PIB_{pm}, que é o preço pago pelo consumidor pelo bem final. Quando excluimos os impostos indiretos e incluimos os subsídios, temos o conceito de PIB_{pb}. Portanto, tem-se a seguinte relação:

$$\text{PIB}_{\text{pm}} = \text{PIB}_{\text{pb}} + \text{Impostos indiretos} - \text{Subsídios.}$$

Os impostos diretos são considerados como parte do custo dos fatores de produção (exemplo: contribuições da empresa ao INSS e impostos sobre lucros). Já os impostos indiretos (exemplo: ICMS e IPI) são repassados diretamente aos preços, fazendo com que o preço de mercado de determinado bem seja maior que do que seu custo de produção. Por outro lado, o governo pode isentar parcial ou totalmente algumas empresas ou bens⁵⁵ através dos subsídios (LOPES *et al*, 1998; OLIVEIRA, 2002).

⁵⁵ O subsídio pode ser considerado um imposto indireto negativo.

3.2 Metodologias para estimar a contribuição do setor petróleo ao PIB nacional

O estudo da participação do setor petróleo no PIB nacional será realizado com base em MACHADO (2002). Neste trabalho, a avaliação da contribuição do setor petrolífero abrange o período de 1997 a 2000⁵⁶, sendo o valor agregado do setor petróleo calculado através de informações estatísticas disponibilizadas pelo IBGE.

Esta etapa metodológica consiste em incrementar o trabalho criado por MACHADO (2002), mantendo suas premissas conceituais e técnicas, com os seguintes itens:

- ✓ O estudo será ampliado para o período de 1955 a 2004, sendo ao último ano cabíveis atualizações trimestrais do valor agregado da Petrobras e do setor petróleo;
- ✓ Durante este mesmo intervalo de tempo será mostrada a contribuição anual da Petrobras para o PIB a preço de mercado;
- ✓ Em 2004, far-se-á uma análise trimestral da contribuição da Petrobras ao PIB, sendo este crescimento considerado como parâmetro para o crescimento de alguns setores do setor petróleo;
- ✓ E, por fim, no segmento de comércio de combustíveis, será feito um detalhamento sobre a participação das distribuidoras.

⁵⁶ Atualizações ver ANP (2004).

3.2.1 Metodologia estruturada nos dados do IBGE

Primeiramente há de se destacar que para o período anterior ao ano de 1990 torna-se inviável a realização do estudo mediante a metodologia estruturada nos dados do IBGE, uma vez que algumas das informações aqui utilizadas não eram objeto de pesquisa do instituto. Dessa forma, a participação do setor petróleo no PIB nacional para o período de 1955 a 1990 terá como *proxy* a taxa de crescimento da participação da Petrobras no PIB para o mesmo período.

De acordo com MACHADO (2002), dado que o sistema de classificação de atividades econômicas utilizadas pelo IBGE não permite identificar claramente as atividades que compõem o setor petrolífero, é necessário dissociar as parcelas das atividades que correspondem estritamente ao setor petróleo. Assim, na TABELA 3.2, é possível visualizar as atividades econômicas fornecidas pelo IBGE que são diretamente relacionadas ao setor petróleo.

TABELA 3.2: Atividades econômicas do Novo Sistema de Contas Nacionais (NSCN) com segmentos do setor petróleo

Código NCSN	Atividades Econômicas do NSCN (IBGE)	Segmentos do Setor Petróleo	Pesos
03	Extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis.*	Extração de petróleo e gás natural	PIA
18	Refino de petróleo e indústria petroquímica	Refino de petróleo	PIA
33	Serviços industriais de utilidades públicas	Produção e distribuição de gás**	
35	Comércio	Comércio atacadista de combustíveis	PAC
		Comércio varejista de combustíveis	PAC

Fonte: Machado (2002)

Notas: “ Extração” é o conceito utilizado pelo NSCN para denominar as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural; ** Compreende apenas a produção de gás associada à distribuição de combustíveis gasosos que é realizada pela mesma empresa.

A tabela original do IBGE disponibiliza o valor adicionado a preços básicos das atividades agropecuária, indústria e serviço, ou seja, o acréscimo de valor que cada atividade econômica proporciona ao PIB. Dessa forma, foi possível estabelecer a participação em termos percentuais das atividades “extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis”; “refino de petróleo e indústria petroquímica”; “serviços industriais de utilidades públicas”; e “comércio”, no PIB para os anos de 1990 a 2003 (ver TABELA 3.3).

TABELA 3.3: Participação das classes e atividades no valor adicionado a preços básicos (%) - 1990-2003

Anos	Classes e atividades			
	03	18	33	35
	Extração de petróleo e GN, carvão e outros combustíveis	Refino de petróleo e indústria petroquímica	Serviços industriais de utilidade pública	Comércio
1990	1,12	2,86	2,67	10,92
1991	0,91	2,26	2,56	9,78
1992	0,87	3,50	3,03	9,24
1993	0,63	5,01	3,11	9,27
1994	0,54	3,80	3,03	9,46
1995	0,43	2,75	2,67	8,93
1996	0,58	2,23	2,75	7,79
1997	0,54	2,43	2,75	7,60
1998	0,28	2,97	3,18	7,09
1999	1,08	3,10	3,32	7,11
2000	2,21	2,72	3,47	7,36
2001	2,41	3,35	3,65	7,47
2002	2,83	3,71	3,60	7,69
2003	3,34	4,26	3,41	7,70

Fonte: IBGE (2002 a)

A contribuição das atividades econômicas do NSCN incorpora valores referentes a atividades não correlacionadas ao setor petrolífero. Por exemplo, no ítem comércio, somente interessa ao trabalho a comercialização de combustível e GLP. Nestas

condições, são utilizadas duas medidas de peso para permitir estimar corretamente os valores agregados desses segmentos, que foram: a Pesquisa Industrial Anual (PIA) e a Pesquisa Anual do Comércio (PAC). Com relação à atividade “serviços industriais e utilidades pública”, foi utilizado como peso o segmento “produção e distribuição de gás”, no valor de 0,5% para todo o período⁵⁷.

Pesquisa Industrial Anual

A Pesquisa Industrial Anual - Empresa (PIA-Empresa) tem por objetivo acompanhar o desempenho e delinear a configuração estrutural das indústrias extrativa mineral e de transformação, visando à atualização do Sistema de Contabilidade Social. A série da PIA teve início em 1966 e apresenta resultados até 1995, em anos intercensitários, à exceção do ano de 1991, ano em que a pesquisa não foi realizada por falta de recursos financeiros. A partir de 1996, a PIA teve seu formato alterado de modo a se adequar ao novo modelo de produção das estatísticas industriais, comerciais e de serviços, que deixam de ser censos econômicos quinquenais e passam a ser atualizados anualmente (IBGE, 2002 b).

Neste trabalho será utilizada a informação referente ao valor da transformação industrial (VTI), cuja estrutura conceitual assemelha-se à do valor agregado. O VTI é obtido pela diferença entre o valor bruto da produção industrial (VBPI)⁵⁸ e os custos das

⁵⁷ Estimativa feita por MACHADO (2002) junto ao Departamento de Contas Nacionais do IBGE

⁵⁸ Valor na empresa obtido pela soma das vendas de produtos e serviços industriais (receita líquida industrial) à variação dos estoques dos produtos acabados e em elaboração, (IBGE, 2003b).

operações industriais (COI)⁵⁹. Conforme MACHADO (2002), o VTI pode ser tomado como uma *proxy* do valor agregado das atividades do setor petróleo relacionadas às atividades industriais da PIA.

A PIA será utilizada para o cálculo dos pesos das atividades de extração de petróleo e gás natural, e, refino de petróleo, uma vez que as informações fornecidas pela tabela das atividades econômicas do NSCN (valor adicionado) agregam valores de atividades não referentes ao setor petrolífero. Portanto, a estimativa do peso eliminará as seguintes atividades: extração de carvão mineral e outros combustíveis, e indústria petroquímica.

Diferentemente do grupo de atividades após 1996, do período de 1990 a 1995, a PIA para as atividades relacionadas ao setor petróleo era subdividida de outra maneira. Na indústria extrativa, existiam as atividades “extração de petróleo e gás natural” e “extração de carvão mineral e outros combustíveis” que juntas totalizavam a atividade “extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis”. Já na indústria de transformação, as atividades “Refino de petróleo”, “Petroquímica básica e intermediária” e “Fabricação de resinas, fibras artificiais e sintéticas e elastômeros” somavam a atividade “Refino de petróleo e indústria petroquímica”. A TABELA 3.4 apresenta a PIA para os dois períodos distintos.

⁵⁹ Valor dos custos na empresa diretamente envolvidos na produção, à exceção dos salários e encargos, tais como: consumo de matérias-primas, materiais auxiliares e componentes; compra de energia elétrica; consumo de combustíveis e peças e acessórios; serviços industriais e de manutenção e reparação de máquinas e equipamentos ligados à produção prestada por terceiros, (IBGE, 2003b).

TABELA 3.4: Divisão das atividades relacionadas ao setor petróleo na PIA de 1990/95 e 1996/2003

1990 a 1995	1996 a 2003
Indústrias extrativas	
Extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis	C.10 - Extração de carvão mineral
Extração de petróleo e gás natural	C.11 - Extração de petróleo e serviços correlatos
Extração de carvão mineral e outros combustíveis minerais	C.11.1- Extração de petróleo e gás natural
	C.11.2 - Serviços relacionados com a extração de petróleo e gás - exceto a prospecção realizada por terceiros
Indústrias de transformação	
Refino de petróleo e indústria petroquímica	D. 23.2 - Refino de petróleo
Refino de petróleo	D. 24.2 - Fabricação de produtos químicos orgânicos
Petroquímica básica e intermediária	D. 24.3 - Fabricação de resinas e elastômeros
Fabricação de resinas, fibras artificiais e sintéticas e elastômeros	D. 24.4 - Fabricação de fibras, fios, cabos e filamentos contínuos artificiais e sintéticos

Fonte: IBGE (2004 b).

Nota-se pela TABELA 3.4 que a nova concepção da pesquisa veio agregar valor ao setor petróleo, diante do fato de incluir em seu cálculo os serviços correlatos à extração de petróleo e GN⁶⁰. Entretanto, as alterações praticadas pelo IBGE em toda a estrutura da PIA em nada dificultam a estimativa dos pesos a serem utilizadas no trabalho. Em ambos os períodos é possível determinar facilmente o peso dos segmentos de extração de petróleo e GN, e de refino de petróleo. Ademais, para manter um padrão entre as nomenclaturas dos dois períodos, o item “extração de petróleo e serviços correlatos” será considerado como “extração de petróleo e GN”. Para facilitar o entendimento da metodologia, apresentam-se as atividades e os valores da PIA para o ano de 2001 em ANEXO.

⁶⁰ Terceirização mascarava indicadores do setor, pois atividades pertinentes à extração de petróleo e GN passavam a ser registradas fora da indústria, em serviços prestados às empresas.

De acordo com a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) do IBGE (2003), a atividade “extração de petróleo e serviços correlatos” compreende nos seus dois subitens os seguintes pontos:

- ✓ Extração de petróleo e gás natural (C.11.1): extração de petróleo cru e gás natural obtidos mediante a perfuração de poços; processos que facilitem o transporte do gás natural produzido (liquefação e regaseificação); e a extração de xisto e areias betuminosas e todos os beneficiamentos associados ou em continuação à extração;
- ✓ Serviços relacionados com a extração de petróleo e gás - exceto a prospecção⁶¹ realizada por terceiros (C.11.2): serviços realizados em poços de petróleo e gás natural, por terceiros: perfuração dirigida, reperfuração, perfuração inicial, ereção, reparos e desmantelamento de torres de perfuração, cementação dos tubos dos poços de petróleo e gás, fechamento de poços e outras atividades conexas.

São estabelecidos, também na CNAE, os produtos provenientes da atividade econômica “refino de petróleo” que são incorporados no cálculo da PIA, sendo os principais: gás liquefeito do petróleo (GLP), gasolina (A e B), nafta, querosene de aviação, querosene comum, óleo diesel e óleo combustível⁶².

As TABELAS 3.5 e 3.6 mostram as estimativas dos pesos calculadas para o período de 1990 a 2003. Entretanto, para melhor compreensão das tabelas, imperiosa se

⁶¹ Estudos geofísicos, geológicos, sismográficos e outros (IBGE, 2003).

⁶² Outros produtos estabelecidos pela CNAE: butano, metano, propano, gás de nafta craqueada, gasóleo, produtos aromáticos - BTX - em bruto e concentrados, concentrados aromáticos naftalênicos, outros resíduos aromáticos, gases residuais, ceras minerais, parafina, vaselina, hexano, aguarrás, lubrificantes, asfalto, coque de petróleo, alcatrão de petróleo, etc (IBGE, 2003).

demonstra a exposição de dois pontos. O primeiro ponto refere-se ao fato de ter sido utilizado para o ano de 1991 a média das estimativas dos pesos de 1990 e 1992. O segundo de esclarecer que, apesar dos anos analisados não configurarem a mesma moeda⁶³, ao se utilizar na metodologia o peso dos segmentos, tal variação não acarreta problemas.

TABELA 3.5: Peso dos segmentos de “extração de petróleo e GN” e “extração de carvão” - 1990/2003

Ano	Valor da Transformação Industrial (\$1.000)			Valor da Transformação Industrial (%)		
	Extração de Petróleo, GN & Carvão	Extração Carvão	Extração Petróleo & GN	Extração de Petróleo, GN & Carvão	Extração Carvão	Extração Petróleo & GN
1990	355.270.717	9.302.582	345.968.135	100	2,6	97,4
1991	-	-	-	100	3,5	96,5
1992	10.605.167	457.603	10.147.564	100	4,3	95,7
1993	234.664	11.890	222.774	100	5,1	94,9
1994	1.585.967	72.190	1.513.777	100	4,6	95,4
1995	1.954.993	101.789	1.853.205	100	5,2	94,8
1996	2.097.714	104.365	1.993.349	100	5,0	95,0
1997	1.989.586	140.736	1.848.850	100	7,1	92,9
1998	2.444.636	139.168	2.305.468	100	5,7	94,3
1999	5.296.001	147.439	5.148.562	100	2,8	97,2
2000	7.552.931	203.037	7.349.894	100	2,7	97,3
2001	8.816.992	172.764	8.644.228	100	2,0	98,0
2002	11.394.119	203.920	11.190.199	100	1,8	98,2
2003				100	1,8	98,2

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2004 b).

Nota: Em 1990 está em mil cruzeiros, 1992 em milhões de cruzeiros, 1993 em milhões de cruzeiros reais, e a partir de 1994, em mil reais.

⁶³ Em 1990 está em mil cruzeiros, 1992 em milhões de cruzeiros, 1993 em milhões de cruzeiros reais, e a partir de 1994, em mil reais.

TABELA 3.6: Peso dos segmentos “refino de petróleo” e “petroquímica” – 1990/2003

Ano	Valor da Transformação Industrial (\$)			Valor da Transformação Industrial (%)		
	Refino e Petroquímica	Refino	Petroquímica	Refino e Petroquímica	Refino	Petroquímica
1990	776.999.927	476.862.450	300.137.477	100	61,37	38,63
1991	-	-	-	100	60,95	39,05
1992	56.008.841	33.895.991	22.112.850	100	60,52	39,48
1993	1.291.390	785.218	506.172	100	60,80	39,20
1994	9.422.218	5.713.976	3.708.242	100	60,64	39,36
1995	11.951.634	7.415.496	4.536.138	100	62,05	37,95
1996	11.096.562	6.634.620	4.461.942	100	59,79	40,21
1997	10.695.505	5.822.421	4.873.084	100	54,44	45,56
1998	12.009.988	7.047.705	4.962.283	100	58,68	41,32
1999	20.932.298	14.164.650	6.767.648	100	67,67	32,33
2000	33.910.066	26.430.525	7.479.541	100	77,94	22,06
2001	34.213.848	26.044.098	8.169.750	100	76,12	23,88
2002	39.132.421	30.323.687	8.808.734	100	77,50	22,50
2003				100	77,50	22,50

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2004 b).

Nota: Em 1990 está em mil cruzeiros, 1992 em milhões de cruzeiros, 1993 em milhões de cruzeiros reais, e a partir de 1994, em mil reais.

Portanto, como visto nas TABELAS 3.5 e 3.6, os pesos utilizados no cálculo do PIB do setor petróleo serão respectivamente: “extração de petróleo e GN” e “refino de petróleo”. Para o ano de 2003, devido à existência de uma defasagem na divulgação da pesquisa, as estimativas considerarão os valores disponibilizados para o ano 2002.

Pesquisa Anual do comércio

A Pesquisa Anual do Comércio (PAC) apresenta informações econômico-financeiras das empresas de comércio atacadista e varejista do país, de acordo com a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE). A PAC teve início em 1988, e igualmente à PIA, a partir de 1996, foi alterada de modo a se adequar ao novo

modelo de produção das estatísticas industriais, comerciais e de serviços, substituindo por pesquisas anuais os antigos censos econômicos quinquenais (IBGE, 2002c).

A PAC abrange dados sobre pessoal ocupado, salários, retiradas e outras remunerações, receitas, compras, estoques e margem de comercialização. Entretanto, nem todas as variáveis serão utilizadas como estimativas de peso para a atividade “comércio” do NSCN. Especificamente no que se refere ao setor petróleo, são identificadas três atividades: “Comércio atacadista de combustíveis”, “comércio varejista de gás liquefeito de petróleo (GLP)” e “comércio varejista de combustíveis”.

Dado que a PAC não disponibiliza o valor agregado dessas atividades, MACHADO (2002) utilizou a soma dos dados contidos em “gastos com salários, retiradas e outras remunerações” e “margem de comercialização” como *proxy* do valor agregado. O primeiro corresponde ao total das importâncias pagas a título de salários fixos, retiradas pró-labore, honorários da diretoria, etc⁶⁴. Já a margem de comercialização corresponde à diferença entre a receita líquida de revenda e o custo das mercadorias revendidas (IBGE, 2002c). Confrontando essas variáveis com as diferentes óticas do cálculo do PIB, verifica-se que a estimativa do peso foi feita pela ótica da renda.

Cumprir notar que, em decorrência da nova metodologia adotada pelo IBGE em 1996, algumas mudanças foram observadas em ambas as variáveis utilizadas na estimativa dos pesos. De 1990 a 1995, não era calculada na PAC a atividade “comércio

⁶⁴ Comissões sobre vendas, horas extras, participação nos lucros, ajudas de custo, 13º salário, abono financeiro de 1/3 das férias, etc (IBGE, 2002c).

varejista de GLP”, e, na atividade referente aos combustíveis, incluía-se o comércio de lubrificantes. Na TABELA 3.7 são apresentadas as principais diferenças entre os períodos.

TABELA 3.7: Divisão das atividades relacionadas ao setor petróleo na PAC de 1990/95 e 1996/2003

Classes de comércio	Gêneros de comércio	
	1990 a 1995	1996 a 2003
Comércio varejista	Combustíveis e lubrificantes	Combustíveis Gás liquefeito de petróleo (GLP)
Comércio atacadista	Combustíveis e lubrificantes	Combustíveis

Fonte: Elaboração própria a partir IBGE (2004 c).

Um outro ponto refere-se ao porte das empresas comerciais avaliadas no período. Em um primeiro momento – 1990 a 1996 à PAC foi desenhada para representar empresas de médio e grande porte. A partir de 1996, o cálculo passou a ser feito para o total das empresas comerciais⁶⁵, valor aqui utilizado, e empresas com 20 ou mais pessoas ocupadas.

Entendida toda a estrutura da PAC a ser empregada no cálculo da contribuição do setor petróleo ao PIB nacional, a TABELA 3.8 mostra os pesos das atividades “comércio varejista de combustíveis”, “comércio atacadista de combustíveis” e “comércio varejista de GLP”, que juntas somam o segmento denominado “comércio de combustíveis”. Para o ano de 2003, foram considerados os mesmos pesos da pesquisa de 2002.

⁶⁵ Define-se como empresa comercial aquela cuja receita bruta provenha predominantemente da atividade comercial, entendida como compra para revenda, sem transformação significativa, de bens novos e usados (IBGE, 2002c).

TABELA 3.8: Peso do segmento “comércio de combustível” – 1990/2003

Anos	Comércio	Comércio de combustíveis (Combustíveis +GLP)	Combustíveis		Varejo de GLP
			Varejo	Atacado	
1990	100	12,99	5,46	7,53	-
1991	100	14,8	6,2	8,6	-
1992	100	16,55	6,85	9,70	-
1993	100	13,60	6,15	7,45	-
1994	100	11,18	6,24	4,94	-
1995	100	10,99	6,10	4,89	-
1996	100	12,29	5,87	5,32	1,11
1997	100	11,93	5,59	5,53	0,81
1998	100	14,88	7,29	6,76	0,83
1999	100	15,51	6,13	8,25	1,13
2000	100	14,11	6,74	6,27	1,11
2001	100	13,72	6,47	6,19	1,06
2002	100	14,65	6,89	6,81	0,95
2003	100	14,65	6,89	6,81	0,95

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2004 c).

Consubstanciando-se os pesos estimados através da PIA e da PAC, com o peso estabelecido de 0,5% para o segmento de “produção e distribuição”, conclui-se a metodologia de MACHADO (2002) para o período de 1990 a 2003. Dessa forma, a TABELA 3.9 sintetiza todas as variáveis utilizadas no cálculo da contribuição do setor petróleo para o PIB brasileiro.

TABELA 3.9: Peso dos segmentos do setor petróleo utilizados nas atividades econômicas do NSCN (%)

Anos	Extração Petróleo & GN(α_3)	Refino (α_{18})	Produção e distribuição de gás (α_{33})	Varejo (δ_{35})	Combustíveis (α_{35}) Atacado(ϵ_{35})	GLP (ϕ_{35})
1990	97,38	61,37	0,5	5,46	7,53	
1991	96,53	60,95	0,5	6,16	8,62	
1992	95,69	60,52	0,5	6,85	9,70	
1993	94,93	60,80	0,5	6,15	7,45	
1994	95,45	60,64	0,5	6,24	4,94	
1995	94,79	62,05	0,5	6,10	4,89	
1996	95,02	59,79	0,5	5,87	5,32	1,11
1997	92,93	54,44	0,5	5,59	5,53	0,81
1998	94,31	58,68	0,5	7,29	6,76	0,83
1999	97,22	67,67	0,5	6,13	8,25	1,13
2000	97,31	77,94	0,5	6,74	6,27	1,11
2001	98,04	76,12	0,5	6,47	6,19	1,06
2002	98,20	77,50	0,5	6,89	6,81	0,95
2003	98,20	77,50	0,5	6,89	6,81	0,95

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2004 a, 2004 b, 2004c).

Todos os pesos acima irão constituir o cálculo do “ $PIB_{\text{Petróleo}}$ ”, variável responsável pela identificação da participação do setor petróleo no PIB brasileiro, obtida da seguinte forma:

$$PIB_{\text{Petróleo}} = VA_3 \times \alpha_3 + VA_{18} \times \alpha_{18} + VA_{33} \times \alpha_{33} + VA_{35} \times \alpha_{35} (\delta_{35} + \epsilon_{35} + \phi_{35})$$

Onde:

$PIB_{\text{Petróleo}}$ = contribuição do setor petróleo ao PIB

VA_3 = Valor agregado da atividade “Extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis” (Código 3 no NSCN)

VA_{18} = Valor agregado da atividade “Refino de petróleo e indústria petroquímica” (Código 18 no NSCN)

VA_{33} = Valor agregado da atividade “Serviços industriais de utilidades públicas” (Código 33 no NSCN)

VA_{35} = Valor agregado da atividade “Comércio” (Código 35 no NSCN)

α_3 = peso do segmento “Extração de petróleo e gás natural” no valor agregado da atividade “Extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis”.

α_{18} = peso do segmento “Refino de petróleo” no valor agregado da atividade “Refino de petróleo e indústria petroquímica”

α_{33} = peso do segmento “Produção e distribuição de gás” no valor agregado da atividade “Serviços industriais de utilidades públicas”

α_{35} = peso do segmento “Comércio de combustíveis” no valor agregado da atividade “Comércio”

δ_{35} = peso do segmento “Comércio a Varejo de Combustíveis” (automotivos, incluindo álcool) no valor agregado da atividade “Comércio”.

ϵ_{35} = peso do segmento “Comércio a Atacado de Combustíveis” no valor agregado da atividade “Comércio”

ϕ_{35} = peso do segmento “Comércio a Varejo de GLP” no valor agregado da atividade “Comércio”

3.2.2 Metodologias complementares

Contribuição anual da Petrobras ao PIB nacional

Em princípio, será feita uma estimativa da contribuição anual da Petrobras ao PIB brasileiro, para que posteriormente sejam realizadas análises comparativas com os valores obtidos na metodologia estruturada sobre os dados do IBGE.

O cálculo da participação da Petrobras no PIB não traz qualquer dificuldade metodológica, haja vista que o valor agregado é fornecido pela própria empresa. Para o período de 1998 a 2003, o valor agregado pode ser obtido em PETROBRAS (2004) ou

mediante a consulta aos relatórios das companhias abertas⁶⁶ na Comissão de Valores Mobiliários (CVM)⁶⁷. Do período de 1955 a 1996, serão utilizados os dados divulgados em Petrobras (1997), que já se encontram calculados em relação ao PIB a preço de mercado.

A CVM disponibiliza três tipos de relatórios: demonstrações financeiras padronizadas (DFP), informações anuais (IAN), e informações trimestrais (ITR). Os dados anuais sobre o valor agregado da Petrobras estão contidos na DFP⁶⁸, e os dados trimestrais, que serão explicados mais adiante, no ITR. Já as informações anuais exercerão a função de embasar teoricamente o estudo, visto que o relatório IAN relata todas as atividades da Petrobras durante o ano.

Assim esclarecido, o estudo será feito da seguinte maneira: de 1955 a 2003 será identificada a participação da Petrobras no PIB a preço de mercado, sendo ao ano de 1997 aplicada a mesma taxa de crescimento obtida com os dados do IBGE. Já para o período posterior ao ano de 1990, será mostrada também a contribuição para o PIB a custo de fator (ver TABELA 3.10).

⁶⁶ É aquela que, através de registro apropriado junto à CVM, está autorizada a ter seus valores mobiliários negociados junto ao público, tanto em bolsas de valores, quanto no mercado de balcão, organizado ou não (CVM, 2004a).

⁶⁷ CVM (2004a)

⁶⁸ Oportuno se demonstra apresentar em ANEXO como o valor agregado da Petrobras é estruturado na DFP. De acordo com o estudo do PIB no item 3.1.1, pode-se identificar que os valores são distribuídos sobre a ótica do produto e da renda. Na primeira parte da tabela está o cálculo do valor agregado pela ótica do produto, e na segunda parte, pela ótica da renda.

TABELA 3.10: Metodologia para identificar a participação da Petrobras no PIBpm e PIBpb

Origem dos dados		
1955 a 1996	1997	1998 a 2003
Petrobras (1997)	Taxa de crescimento do IBGE	CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999)

Fonte: Elaboração própria

Contribuição trimestral da Petrobras e do Setor Petróleo ao PIB nacional

Como visto anteriormente, a CVM disponibiliza entre os relatórios das companhias abertas o ITR. Neste, demonstra-se o valor adicionado trimestral da empresa em uma estrutura semelhante à apresentada para as informações anuais (DFP), apresentada em ANEXO. A distribuição do valor adicional trimestral diferencia-se apenas pelo fato de, em alguns pontos, ser mais detalhada. Porém, como o cálculo da contribuição trimestral da Petrobras ao PIB utiliza somente o resultado final (valor adicionado total), pormenores não alteram o modelo exposto.

Diante do fato de a metodologia fundamentada nos dados do IBGE não ser capaz de mostrar trimestralmente a participação do setor petróleo no PIB, a partir de 2004 o crescimento da Petrobras será utilizado como *proxy* para o setor petrolífero. Assumir tal suposição não provocará distorções substanciais, já que a Petrobras é ainda a maior responsável pelas atividades econômicas relativas ao setor. Caberá, então, nesta parte da tese, estimar o valor agregado trimestral da Petrobras e do setor petróleo para o ano de 2004 e identificar o comportamento de ambos em relação ao PIBpm e ao PIBpb.

Para o ano de 2004, o peso das atividades “serviços públicos industriais de utilidade pública” e “comércio” serão atualizados através das contas nacionais trimestrais a preços correntes de acordo com IBGE (2004a). A participação das atividades “extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis” e “refino de petróleo e indústria petroquímica” no valor adicionado terá como *proxy* a taxa de crescimento trimestral acumulada da Petrobras em CVM (2004b). Quanto ao peso derivado das pesquisas PIA e PAC, serão utilizados as informações mais atuais, vide TABELA 3.9.

TABELA 3.11: Participação das classes e atividades no valor adicionado a preços básicos (%), dado trimestrais de 2004

Atividades Econômicas do NSCN (IBGE)	2004 (%)			
	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	4º trimestre
Extração de petróleo e gás natural, carvão e outros combustíveis	3,18	3,84	3,72	4,01
Refino de petróleo e indústria petroquímica	4,05	4,89	4,74	5,11
Serviços industriais de utilidades públicas	3,39	3,35	3,37	3,45
Comércio	7,53	7,62	7,73	7,79

Fonte: CVM (2004b), IBGE (2004a) e IPEA (2004)

Contribuição das distribuidoras de combustíveis

Na estimativa da contribuição das distribuidoras de combustíveis e GLP ao PIB Petróleo, a participação de mercado das distribuidoras nas vendas nacionais será utilizada como *proxy* da participação no valor agregado. A análise será feita de duas maneiras. Do período de 1972 a 1989 o valor agregado, que compreende a diferença do PIB Petróleo e o PIB Petrobras, será entendido como a contribuição das distribuidoras, à

exceção da BR Distribuidora que já está incluída no PIB Petrobras. Tais participações se encontram expostas na TABELA 3.12⁶⁹.

TABELA 3.12: Participação das distribuidoras de combustíveis no mercado nacional, exceto BR Distribuidora, em (%), 1964/1989

	Esso	Shell	Atlantic	Texaco	Ipiranga	Pequenas	Outras	Total
1972	32,49	33,10	11,79	11,29	9,16	1,73	0,44	100
1973	30,73	32,72	11,90	11,94	9,56	1,80	1,35	100
1974	28,12	34,04	12,34	12,18	10,03	1,88	1,41	100
1975	26,90	32,90	12,21	12,47	10,01	1,68	3,83	100
1976	26,82	33,23	12,33	12,36	10,37	1,56	3,34	100
1977	26,42	33,19	12,41	12,75	10,32	1,57	3,35	100
1978	25,76	32,55	12,55	13,03	10,33	1,53	4,26	100
1979	25,08	32,36	12,60	13,00	10,95	1,55	4,47	100
1980	25,11	32,27	12,61	13,03	11,44	1,62	3,92	100
1981	24,78	32,08	12,78	13,43	12,05	1,65	3,23	100
1982	24,21	31,73	13,05	13,70	12,43	1,67	3,21	100
1983	24,09	31,43	13,22	13,82	12,88	1,72	2,84	100
1984	23,33	31,02	13,69	14,02	13,29	1,79	2,87	100
1985	23,13	31,27	13,98	13,48	13,56	1,81	2,77	100
1986	22,63	31,34	14,38	13,38	13,66	1,83	2,79	100
1987	22,23	32,22	14,07	13,18	13,50	2,17	2,62	100
1988	19,79	33,54	13,66	13,56	13,67	2,61	3,18	100
1989	18,45	34,35	13,92	13,87	13,52	2,73	3,16	100

Fonte: Elaboração própria a partir de RETZ (2003).

Do período de 1990 a 2003, com base nos dados contidos em ANP (2003, 2002, 2001,2000), se estimará a contribuição das distribuidoras, inclusive a BR Distribuidora, tanto no comércio atacadista quanto no varejista de combustíveis. No comércio ao atacado serão considerados os seguintes combustíveis: óleo combustível, querosene de aviação (QAV), querosene, gasolina de aviação, diesel e gasolina. Já no varejista, o calculo incluirá o comércio de gasolina, diesel e álcool. Outrossim, será mostrada a

⁶⁹ A TABELA 3.12 apresenta as participações de mercado com a exclusão da BR Distribuidora do mercado global. Ver em ANEXO a participação de todas as distribuidoras de combustíveis no mercado nacional.

participação das distribuidoras no comércio atacadista de GLP. A TABELA 3.13 mostra a participação das distribuidoras de combustíveis no segmento “ comércio de combustível”.

TABELA 3.13: Participação das distribuidoras de combustível no segmento “Comércio de Combustível” (%), 1990/2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Varejo Combustível	Br	31,45	28,81	29,38	30,17	29,97	28,46	27,10	25,34	26,51	24,75	22,21	23,43	24,13	23,31
	Shell	19,51	19,05	19,56	19,60	18,97	18,44	17,91	17,27	16,16	12,72	11,33	10,83	10,09	9,53
	Ipiranga	11,57	10,43	11,24	11,29	10,79	20,06	20,17	19,72	18,34	16,97	16,91	17,56	17,53	18,53
	Texaco	9,39	11,36	11,27	10,98	11,37	11,32	11,08	10,95	10,66	10,35	9,99	9,37	8,85	9,14
	Esso	12,19	13,81	13,25	11,95	11,73	11,84	11,42	11,11	10,65	10,12	9,97	9,72	9,51	8,93
	Outras	15,90	16,55	15,31	16,01	17,17	9,88	12,33	15,61	17,67	25,10	29,59	29,09	29,89	30,57
	Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Atacado Combustível	Br	40,63	37,06	37,67	38,32	37,69	35,87	35,18	33,43	34,59	33,01	30,33	30,51	30,79
Shell		19,80	19,30	20,00	20,24	20,03	19,79	19,22	18,73	17,56	14,35	13,11	12,47	11,49	10,74
Ipiranga ¹		9,38	8,83	9,62	9,73	9,39	16,31	16,36	16,10	15,19	14,35	14,58	15,28	15,48	16,48
Texaco		7,71	9,53	9,41	9,13	9,60	9,60	9,35	9,26	9,36	9,29	9,05	8,54	8,25	8,41
Esso		9,90	11,87	11,00	9,41	8,71	9,04	8,88	8,82	8,89	8,74	8,97	8,91	8,75	8,91
Outras		12,58	13,42	12,30	13,17	14,59	9,38	11,01	13,65	14,41	20,27	23,95	24,30	25,25	25,96
Total		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Varejo/Atacado Comb.		Br	36,20	32,99	33,63	34,37	33,93	32,28	31,31	29,61	30,83	29,16	26,57	27,24	27,66
	Shell	19,80	19,30	20,00	20,24	20,03	19,79	19,22	18,73	17,56	14,35	13,11	12,47	11,49	10,74
	Ipiranga ¹	10,44	9,62	10,41	10,49	10,07	18,13	18,18	17,81	16,66	15,57	15,66	16,33	16,44	17,45
	Texaco	8,52	10,43	10,32	10,03	10,46	10,43	10,18	10,06	9,96	9,78	9,49	8,92	8,53	8,75
	Esso	11,00	12,82	12,09	10,64	10,18	10,40	10,10	9,90	9,71	9,39	9,43	9,28	9,10	8,92
	Outras	14,04	14,84	13,55	14,24	15,33	8,97	11,01	13,88	15,28	21,76	25,74	25,76	26,77	27,56
	Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Comércio Varejista de GLP	Agip do Brasil	14,72	13,94	14,18	14,26	14,82	15,25	16,01	16,12	22,00	22,00	21,30	20,70	21,18
Grup. Ultragaz ²		17,51	17,21	16,78	17,52	17,70	17,38	17,12	17,43	18,00	18,00	19,37	19,30	19,69	24,47
Grup. Nac. Gás ³		19,63	19,53	19,14	18,83	19,03	19,91	19,60	18,86	19,00	18,64	18,27	19,00	19,31	18,94
Supergasbras		13,57	13,02	13,45	12,80	11,77	12,50	13,74	14,04	23,00	14,00	13,52	13,20	12,83	12,72
Minasgás ⁴		9,70	9,99	10,04	10,07	10,11	10,03	9,67	9,28	0,00	10,00	10,00	10,50	10,66	10,97
Copagaz		6,74	7,33	7,35	6,78	6,80	6,39	6,97	6,40	6,00	6,00	6,56	6,60	7,07	7,29
Petrogaz		0,00	0,00	0,00	0,00	3,46	3,52	3,88	3,91	3,96	4,00	4,57	4,60	4,41	0,00
Outras		18,13	18,98	19,06	19,74	16,31	15,02	13,01	13,96	8,04	7,37	6,41	6,10	4,86	4,17
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	

Fonte: ANP (2003, 2002, 2001,2000).

Notas: ¹Inclui a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) e a Distribuidora de Produtos de Petróleo Ipiranga (DPPI); ² Inclui a Bahiana Distribuidora de Gás Ltda e a Companhia Ultragaz S/A; ³ Inclui a Paragás Distribuidora S/A e a Nacional Gás Butano Distribuidora Ltda; ⁴ Inclui a Minasgás S/A Distribuidora de Gás Combustível e a Minasgás S/A Indústria e Comércio.

Cabe ressaltar que as estimativas de participação das distribuidoras no mercado atacadista e varejista foram feitas através de média ponderada do volume de vendas dos produtos, ou seja, o cálculo não se restringiu apenas ao somatório das participações de mercado.⁷⁰ Em fim, o objetivo deste capítulo foi apresentar os instrumentos quantitativos utilizados para estimar a contribuição da cadeia produtiva do setor petróleo à economia brasileira.

⁷⁰ Por exemplo, no caso do comércio varejista da Shell foi considerado o volume de vendas de diesel + gasolina + álcool (obtidos mediante os respectivos *market shares*) da companhia sobre o total das vendas dos mesmos combustíveis. Tal cálculo objetivou não obter estimativas distorcidas tendo em vista as grandes diferenças no volume de venda dos produtos em questão.

4. CONTRIBUIÇÃO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS AO PRODUTO INTERNO BRUTO BRASILEIRO DO PERÍODO DE 1955 A 2004

Em princípio será feita uma apresentação com os valores de ambas as metodologias - IBGE e Petrobras, de modo a proporcionar uma visualização geral do resultado. Caberá à parte inicial uma exposição bruta dos dados obtidos, sendo estudos mais apurados feitos quando da análise por intervalos de tempo. Dessa forma, posteriormente, o estudo contará com mais três itens. O primeiro concerne o período entre 1955 e 1990, para o qual será identificada a participação da Petrobras e do setor petróleo ao PIBpm. O segundo compreenderá uma análise segmentada setorialmente, para o período de 1990 a 2003, e o último refere-se ao estudo trimestral do ano de 2004.

4.1 Apresentação agregada dos resultados para o período de 1955 a 2003

Como exposto no terceiro capítulo, do período entre 1955 e 1990 a contribuição do setor petróleo ao PIB nacional teve como *proxy* a taxa de crescimento da Petrobras, não sendo possível, portanto, realizar uma análise diferenciada para os segmentos de exploração e produção, refino, distribuição e comercialização. Já entre os anos 1990 e 2003, foram utilizados os dados obtidos no IBGE, fato este que permite um estudo mais refinado sobre o setor petróleo.

A contribuição anual do setor petróleo e da Petrobras ao PIBpm brasileiro foi estimada entre os anos de 1955 a 2003. Enquanto em 1955 estes representavam, respectivamente, 0,24% e 0,14% do PIBpm, em 2003 a proporção aumentou para 6,91% e 5,35%. Pode-se constatar na FIGURA 4.1 que, mesmo a partir da década de 90, para a

qual foram utilizadas diferentes metodologias de cálculo, as curvas oscilam na mesma intensidade.

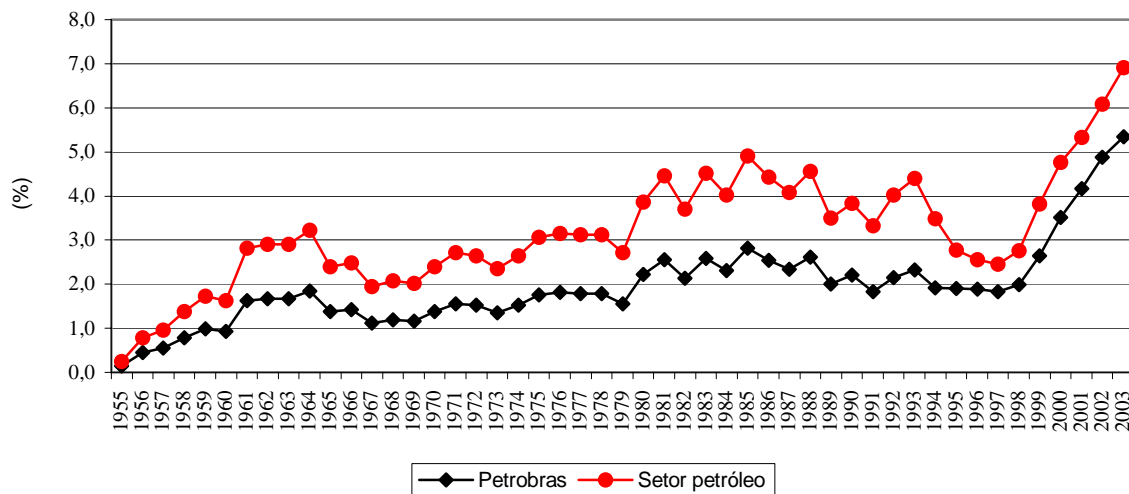


FIGURA 4.1: Participação do valor agregado do setor petróleo e Petrobras no PIBpm brasileiro (%), 1955 – 2003

Fonte: Elaboração própria a partir de CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

Com relação ao setor petróleo, a participação do valor agregado no PIBpm nacional foi de 1,62% em 1960, 2,40% em 1970, 3,86% em 1980, 3,83% em 1990, 4,76% em 2000, e 6,91% em 2003. A estimativa do valor agregado, em preços relativos ao ano de 2003⁷¹, foi de R\$ 3,7 bilhões em 1960, R\$ 10,1 bilhões em 1970, R\$37,4 bilhões em 1980, R\$ 43,3 bilhões em 1990, R\$ 69,9 bilhões em 2000, e R\$ 104,71 bilhões em 2003 (ver TABELA 4.1).

⁷¹ Todos os preços (1955/2002) foram deflacionados ao nível do ano-base, aqui estabelecido como o ano de 2003, de acordo com IPEA (2004).

Nas décadas de 60,70 e 80, o valor agregado do setor petróleo e da Petrobras cresceram, respectivamente, a uma taxa média de 10,9% a.a., 12,6% a.a., e 7,7% a.a..⁷² Nos anos noventa, o PIB petróleo aumentou 4% a.a. e o PIB Petrobras 5,4% a.a. A maior taxa de crescimento foi verificada a partir da implementação da Lei 9478/97, período em que a contribuição do setor cresceu a taxa média de 20,9% a.a., e da estatal, a 21,7% a.a. (TABELA 4.1).

No que se refere à contribuição percentual da Petrobras ao PIBpm nacional, esta correspondeu a 0,93% em 1960, 1,38% em 1970, 2,22% em 1980, 2,20% em 1990, 3,52% em 2000, e 5,35% em 2003. O valor agregado da Petrobras, em preços constantes de 2003, foi o seguinte: R\$ 2,2 bilhões em 1960, R\$ 5,8 bilhões em 1970, R\$ 21,5 bilhões em 1980, R\$ 24,9 bilhões em 1990, R\$ 51,7 bilhões em 2000, e R\$80,9 bilhões em 2003 (ver TABELA 4.1)

Cabe ressaltar que a diferença observada entre a participação do setor petróleo e a Petrobras é atribuída ao segmento de distribuição e comercialização dos derivados de petróleo, atividades em que a Petrobras, nunca teve o monopólio, e se caracterizavam por serem atividades fortemente representadas por grandes multinacionais, como por exemplo, Esso, Shell e Texaco.

⁷² Uma vez que o crescimento do PIB setor petróleo teve como *proxy* o crescimento da Petrobras, ambas as taxas serão idênticas do período de 1955 a 1990.

TABELA 4.1: Contribuição percentual e monetária da Petrobras e do setor petróleo ao PIBpm, 1955 – 2003

Petrobras			Setor petróleo		Petrobras			Setor petróleo	
	% do PIB	Preço (2003) R\$ valor real (mil)	% do PIB	Preço (2003) R\$ valor real (mil)		% do PIB	Preço (2003) R\$ valor real (mil)	% do PIB	Preço (2003) R\$ valor real (mil)
1955	0,14	220.793	0,24	384.368	1980	2,22	21.497.955	3,86	37.424.830
1956	0,45	730.272	0,78	1.271.298	1981	2,56	23.736.841	4,46	41.322.407
1957	0,55	961.281	0,96	1.673.452	1982	2,13	19.913.717	3,71	34.666.901
1958	0,79	1.529.870	1,38	2.663.283	1983	2,59	23.504.852	4,51	40.918.547
1959	0,99	2.105.063	1,72	3.664.610	1984	2,31	22.095.831	4,02	38.465.646
1960	0,93	2.163.367	1,62	3.766.109	1985	2,82	29.091.601	4,91	50.644.270
1961	1,62	4.092.532	2,82	7.124.506	1986	2,54	28.165.683	4,42	49.032.381
1962	1,67	4.497.288	2,91	7.829.128	1987	2,34	26.863.874	4,07	46.766.120
1963	1,67	4.524.272	2,91	7.876.103	1988	2,62	30.060.308	4,56	52.330.649
1964	1,85	5.182.323	3,22	9.021.675	1989	2,01	23.790.279	3,50	41.415.434
1965	1,38	3.958.511	2,40	6.891.194	1990	2,20	24.906.410	3,83	43.358.457
1966	1,43	4.376.765	2,49	7.619.314	1991	1,83	20.931.077	3,32	37.955.320
1967	1,12	3.571.930	1,95	6.218.213	1992	2,15	24.457.362	4,02	45.771.726
1968	1,19	4.167.102	2,07	7.254.322	1993	2,32	27.690.875	4,40	52.569.297
1969	1,16	4.447.944	2,02	7.743.227	1994	1,92	24.257.864	3,48	44.027.581
1970	1,38	5.841.838	2,40	10.169.794	1995	1,90	25.019.107	2,78	36.592.846
1971	1,56	7.352.882	2,72	12.800.305	1996	1,89	25.549.082	2,55	34.513.912
1972	1,52	8.019.795	2,65	13.961.303	1997	1,83	25.547.277	2,46	34.301.165
1973	1,35	8.117.814	2,35	14.131.941	1998	1,99	27.841.591	2,76	38.538.472
1974	1,52	9.885.332	2,65	17.208.934	1999	2,64	37.194.540	3,82	53.786.718
1975	1,76	12.037.558	3,06	20.955.647	2000	3,52	51.733.362	4,76	69.990.484
1976	1,81	13.649.319	3,15	23.761.490	2001	4,17	62.159.439	5,33	79.344.243
1977	1,79	14.164.558	3,12	24.658.446	2002	4,88	74.125.178	6,08	92.379.533
1978	1,79	14.868.522	3,12	25.883.946	2003	5,35	80.996.341	6,91	104.716.211
1979	1,56	13.833.948	2,72	24.082.902		-	-	-	-

Nota: Valores em preços constantes de 2003.

Fonte: Elaboração própria a partir de CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

4.2 Análise dos resultados de 1955 a 1990

4.2.1 Período de 1955 a 1970

Do período que se estende de 1955 até o fim da década de 60, o aumento da contribuição da Petrobras ao PIB nacional ocorre, sobretudo, em função dos investimentos em refino, transporte marítimo e dutos, que totalizaram US\$ 946 milhões. Ao ser instalada, em maio de 1954, a Petrobras incorpora do CNP a refinaria de Mataripe e a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC). Logo, a ampliação da contribuição da Petrobras ao PIB de 0,14%, em 1955, para 1,16%, em 1969, se deve, além dos investimentos na infra-estrutura de abastecimento, à construção das seguintes refinarias estatais: REDUC (1961), LUBNOR (1966), REGAP (1968) e a REFAP (1968) (PETROBRAS, 2004).

Já o aumento da participação do setor petróleo, de 0,24% em 1955, para 2,02% do PIB em 1969, está diretamente relacionado ao crescimento da Petrobras e à atividade de distribuição e comercialização de combustíveis, dada a restrição imposta pela lei 2004/53 às refinarias particulares, Ipiranga, Manguinhos, Capuava e Isaac Sabbá, de terem sua capacidade instalada ampliada⁷³ (FIGURA 4.1 e TABELA 4.1). Dessa forma, a contribuição do setor petróleo ao PIB é entendida como a contribuição das atividades executadas pela Petrobras (exploração, produção, refino, transporte, distribuição e comercialização), mais a atividade das refinarias e distribuidoras particulares.

⁷³ Art. 45. Não será dada autorização para a ampliação de sua capacidade às refinarias de que tratam os dois artigos anteriores (art 43 e 44) (Lei 2004/53).

A intensificação das inversões no segmento de *downstream* ocorre para atender o intenso crescimento da demanda nacional de petróleo. Enquanto no ano de 1954 o consumo registrado foi de 322 mil m³, em 1969 este valor alcança 25,5 milhões m³. Do período entre 1955 a 1969, o consumo brasileiro de petróleo cresce à taxa média de 13,6% a.a. Apesar da produção nacional de petróleo aumentar de 321 mil m³ para aproximadamente 10 milhões m³, o consumo ainda é sustentado pelo volume de óleo importado, que em 1969 foi responsável por 61% do abastecimento interno (FIGURA 4.2) (IBGE, 1990).

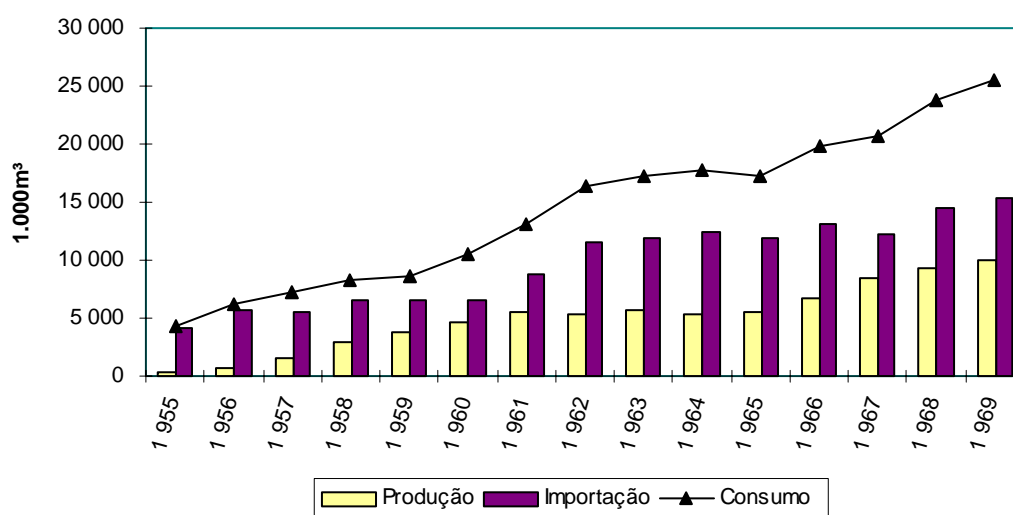


FIGURA 4.2: Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil em 1.000m³, 1955/1969

Fonte: IBGE (1990).

A política petrolífera nacional privilegiava, dados os baixos preços do petróleo bruto no mercado internacional, a substituição das importações de derivados em virtude de um aumento na capacidade de refino nacional. Por isso, até o fim da década 60, são construídas 10 das 13 refinarias que constituem o atual parque de refino. Como

resultado dos investimentos na ampliação da capacidade de processamento das refinarias, o país reduz sua importação de derivados de petróleo de 96% (8,8 milhões m³) em 1954 para 5% (1,17 milhões m³) em 1969 (IBGE, 1990).

A Petrobras entra realmente no setor de distribuição de derivados em 1962, quando com o apoio do governo passa a fornecer para Marinha brasileira. Em 1963, o CNP autoriza a empresa a efetuar fornecimentos a entidades públicas como órgãos autárquicos, companhias estatais e paraestatais, e a consumidores industriais. Não obstante tais concessões, em 1964 a Petrobras detinha apenas 5,4% do mercado de distribuição, sendo o restante disputado pelas grandes multinacionais como a Esso, Shell, Atlantic e Texaco. Em 1969, a participação de mercado da Petrobras aumenta para 15,9% (RETZ, 2003; MINADEO, 2002). Apesar de ainda pequena, a introdução da estatal no segmento de distribuição e comercialização de combustíveis pode ser apontada como um dos fatores, juntamente com os grandes esforços no refino e transporte, para o incremento do valor agregado da empresa, que em 1964 atingiu o maior valor do período, de 1,85% do PIB.

4.2.2 Período de 1970 a 1990

Conforme apresentado na FIGURA 2.4 (2º capítulo), os investimentos da Petrobras concentraram-se na década de 70 nas atividades do *downstream*, com a finalização do parque de refino quando da construção da refinaria Henrique Lage (REVAP) em 1980. A partir de então, em função da elevação dos preços internacionais do petróleo com os choques de 1973 e 1979, a Petrobras inverte seus investimentos para

o *upstream*. Nos anos 70 foram investidos em exploração e produção US\$ 4,4 bilhões, e em abastecimento, US\$ 6,01 bilhões. Já na década de 80, os valores foram, respectivamente, de US\$ 19,13 bilhões e US\$ 3,64 bilhões (PETROBRAS, 2004).

A FIGURA 4.3 mostra para o período entre 1970 e 1989 a evolução do valor agregado do setor petróleo (em preços relativos a 2003), do preço internacional do petróleo, e o crescimento do consumo e da produção de petróleo, em milhões de toneladas.

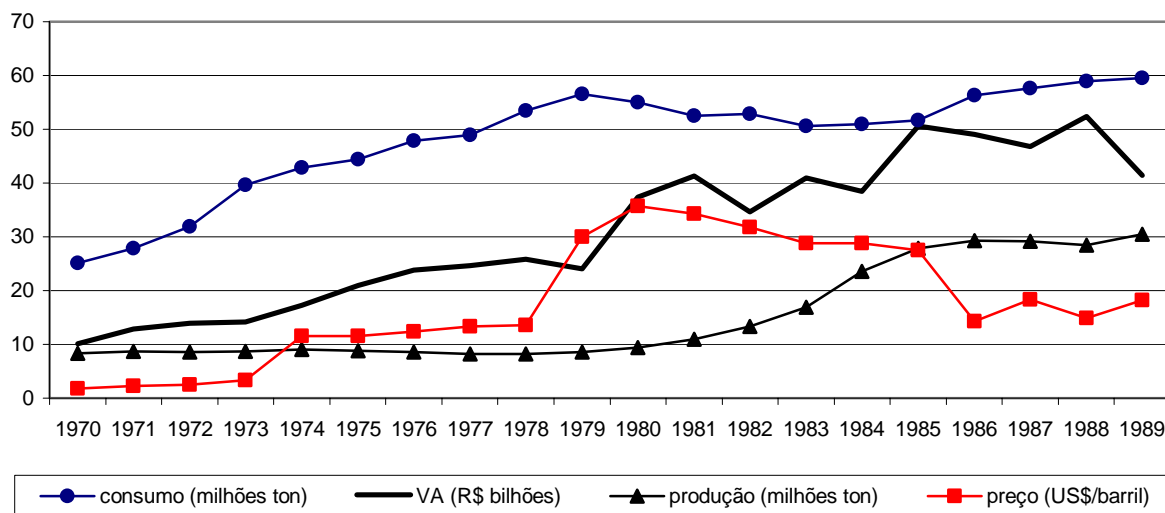


FIGURA 4.3: Valor agregado do setor petróleo, consumo, produção e preço do petróleo, 1970/1989

Fonte: BP (2004); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

Nota-se que nos anos 70 a produção de petróleo manteve-se constante, em uma média de 8,5 milhões de toneladas, sendo o crescimento do consumo sustentado pelo aumento da importação de petróleo, que chegou a representar, em 1979, 86% do consumo interno. Diante dos níveis estáveis de produção, o incremento de 12,6 % a.a.

no valor agregado do setor petróleo ocorre, sobretudo, em função do aumento da capacidade de refino, que passa de 525 mil b/d, em 1970, para 1.202 mil b/d, em 1979 (BP, 2004). Tal aumento justifica-se pelo crescimento médio de 8,5% a.a. no consumo dos seguintes derivados: gasolina, diesel, óleo combustível, querosene e GLP (IBGE, 1990) (FIGURA 4.3).

Com relação à década de 80, verifica-se que o aumento no valor agregado do setor petróleo de 7,6% a.a. é impulsionado não mais pelo consumo do petróleo, que se mantém em torno de 55 milhões de toneladas e cresce a uma taxa de 0,6% a.a. O crescimento do valor agregado petrolífero resulta de investimentos nas atividades de exploração e produção de petróleo, estratégia adotada pela Petrobras em virtude da elevação do preço internacional do petróleo, para aumentar o processamento do petróleo nacional⁷⁴. Além da produção aumentar de 9,4 milhões em 1980, para 30,4 milhões de toneladas em 1989, os esforços da estatal que antes eram predominantemente *onshore* passam a ser direcionados para a produção *offshore*, atividade esta marcada pelos vultosos investimentos em sísmica, prospecção e produção (FIGURA 4.3).

No que se refere ao segmento de distribuição, com a criação da BR Distribuidora em 1971 a Petrobras entra de forma decisiva no mercado com a operação de 900 postos, e já em 1972 alcança liderança no mercado de distribuição com 25,34% do total. Dentre os anos de 1978 e 1989 a participação da companhia se mantém todos os anos acima de 35% do mercado global⁷⁵ (MINADEO, 2002; RETZ, 2003). Por conseguinte, pode-se admitir um incremento no PIB do setor petróleo advindo do crescimento do segmento

⁷⁴ A política da Petrobras de concentração dos investimentos em E&P pode ser observada na FIGURA 2.4.

⁷⁵ A participação das empresas distribuidoras, para o período entre 1964 e 1989, encontra-se em ANEXO.

de distribuição e comercialização, em função da queda dos preços do petróleo, e do aumento da produção nacional de óleo bruto. Considerando que a diferença entre o valor agregado do setor petróleo e da Petrobras se refere à contribuição das distribuidoras de combustível, a exceção da BR que está incluída na Petrobras, destarte a participação de mercado das mesmas será utilizado como *proxy* da participação no valor agregado das distribuidoras no PIB.

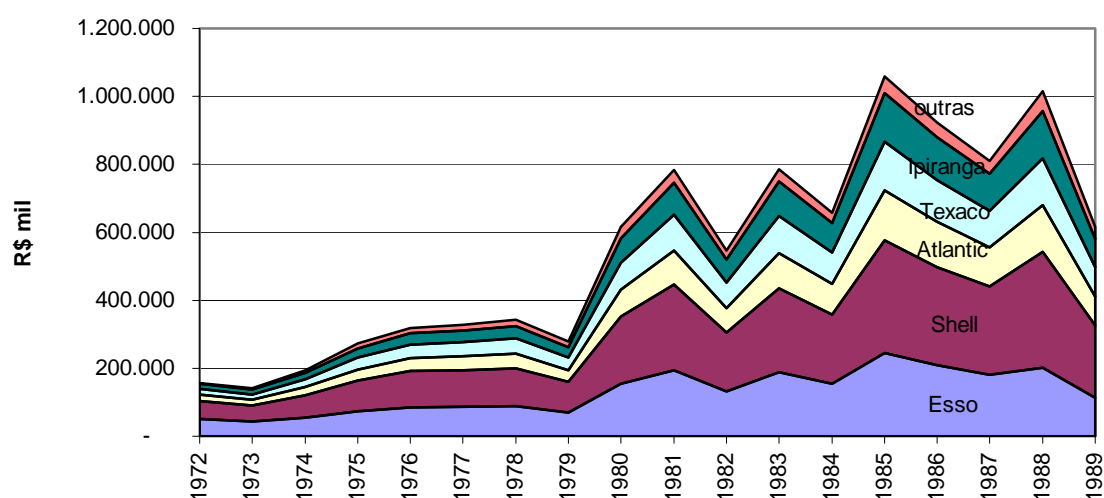


FIGURA 4.4: Contribuição das companhias distribuidoras, exceto BR, ao valor agregado do setor petróleo, 1972/1989

Fonte: IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997); RETZ (2003).

Em média, nas décadas de 70 e 80, as distribuidoras contribuíram, respectivamente, com 1,18% e 1,78 % do PIB petrolífero. A FIGURA 4.4 mostra a contribuição das principais companhias no valor agregado do setor petróleo, que depois da BR teve como principais atuantes a Shell, Esso, Texaco, Atlantic e Ipiranga. No total, a contribuição monetária aumentou de R\$ 157 milhões em 1972 para R\$ 278

milhões em 1979 e R\$616 milhões em 1989, sendo a maior alta do período verificada no ano de 1985 com R\$ 1,05 bilhões⁷⁶.

Em suma, o valor agregado do setor petróleo oscila, na década de 70, entre 2,35% (1973) e 3,15% (1976) do PIBpm, como resultado da política nacional de redução nos gastos com a importação de derivados de petróleo, que teve como marco principal a construção do atual parque de refino. Já na década seguinte, o valor agregado cresce, e passa a oscilar entre 3,50% (1989) e 4,91% (1985) do PIBpm, em decorrência dos investimentos da Petrobras na produção *offshore*, bem como da adaptação das refinarias brasileiras ao processamento do óleo nacional e das atividades de distribuição e comercialização (TABELA 4.1).

4.2.3. Período de 1990 a 2003

Doravante cabe uma análise mais substanciada do que a realizada para todo o período anterior, pois, além da metodologia possibilitar uma análise setorial, a partir dos anos 90 a indústria petrolífera nacional encontra-se em uma nova fase de desenvolvimento. Além do planejamento estratégico da Petrobras passar a concentrar seus investimentos na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e na modernização do parque de refino nacional, existe a abertura do setor às empresas privadas a partir de 1997, com a Lei 9.478/97.

⁷⁶ Encontra-se em ANEXO, o valor agregado total e por distribuidora, para o período de 1972 a 1989.

A TABELA 4.2 mostra a estimativa de contribuição do setor petróleo ao PIB nacional em valores reais (R\$bilhões)⁷⁷, e sua participação no PIB a preço de mercado (PIBpm) e no PIB a preços básicos (PIBpb). No ano de 1990, o valor agregado do setor petróleo foi de R\$ 43,36 bilhões, tendo contribuído com 3,83% do PIBpm e 4,28% do PIBpb. No período anterior à Lei do Petróleo, à exceção de 1992 e 1993, todos os anos apresentaram queda no PIB petróleo, o que proporcionou uma taxa negativa de crescimento de, aproximadamente, -2,4% a.a., e resultou em um montante de R\$ 34,3 bilhões em 1997. Já entre o período de 1998 e 2003 o PIB petróleo cresceu a uma taxa média de 20,9% a.a., o que elevou o valor agregado do setor para R\$ 104,72 bilhões e proporcionou participações de 6,91% PIBpm e 7,73% ao PIBpb.

Antes da edição da Lei 9478/97, os principais segmentos na composição do PIB petróleo foram, consecutivamente, refino, comércio de combustíveis, extração de petróleo e GN (E&P), e produção e distribuição de gás. No entanto, após o ano de 1997, tais importâncias são alteradas em virtude do forte crescimento no valor agregado das atividades de exploração e produção de petróleo e da queda gradual no segmento de comércio de combustíveis. Diante disto, no ano de 2003, as participações dos segmentos na composição do PIB petróleo ficam distribuídas da seguinte maneira: 42,7 % para o refino, 42,5% para as atividades de E&P, 14,61% para o comércio de combustíveis e 0,22% para a produção e distribuição de gás (TABELA 4.3 e FIGURA 4.11).

Com relação à Petrobras, no ano de 1990, o valor agregado da estatal foi de R\$ 24,91 bilhões, representando 2,2 % do PIBpm e 2,46% do PIBpb. Com um crescimento

⁷⁷ Todos os preços foram deflacionados ao nível do ano-base, aqui estabelecido como o ano de 2003, de acordo com informações de PIBpm nominal e PIBpb nominal e variação real anual em IPEA (2004).

médio de 1 % a.a. até o ano de 1997, o PIB Petrobras alcançou R\$ 25,51 bilhões. Diferentemente, nos anos seguintes, o valor agregado da Petrobras cresceu à taxa média de 21,7% a.a., resultando no valor de R\$ 80,99 bilhões em 2003 (5,35 % do PIBpm e 5,98 do PIBpb) (TABELA 4.2).

TABELA 4.2: PIB brasileiro, do setor petróleo e da Petrobras, em valores reais (R\$ bilhões), 1990/2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PIB	1.132,11	1.143,77	1.137,55	1.193,57	1.263,43	1.316,80	1.351,80	1.396,03	1.397,87	1.408,85	1.470,28	1.489,58	1.518,28	1.514,92
Impostos sobre Produtos	119,11	120,34	119,69	125,58	132,93	138,55	142,23	146,88	147,08	148,23	154,70	156,73	159,75	159,39
PIBpb	1.012,99	1.023,43	1.017,86	1.067,99	1.130,50	1.178,25	1.209,57	1.249,14	1.250,79	1.260,62	1.315,59	1.332,86	1.358,54	1.355,53
Extração de Petróleo e GN	11,09	8,96	8,51	6,39	5,82	4,79	6,65	6,29	3,31	13,24	28,26	31,46	37,78	44,49
Refino	17,77	14,07	21,54	32,55	26,07	20,08	16,11	16,51	21,83	26,45	27,84	33,98	39,06	44,70
Produção e Distribuição de Gás	0,14	0,13	0,15	0,17	0,17	0,16	0,17	0,17	0,20	0,21	0,23	0,24	0,24	0,23
Comércio de Combustíveis	14,37	14,78	15,56	13,47	11,97	11,56	11,59	11,33	13,19	13,89	13,66	13,65	15,30	15,30
Varejo Combustível Automotivo	6,04	6,16	6,44	6,10	6,68	6,42	5,53	5,31	6,46	5,49	6,52	6,44	7,20	7,19
Atacado Combustível	8,33	8,62	9,12	7,38	5,29	5,14	5,01	5,25	5,99	7,39	6,06	6,16	7,11	7,11
Varejo GLP	-	-	-	-	-	-	1,05	0,77	0,74	1,01	1,07	1,05	0,99	0,99
PIB Setor Petróleo	43,36	37,96	45,77	52,57	44,03	36,59	34,51	34,30	38,54	53,79	69,99	79,34	92,38	104,72
PIB Petróleo/PIBpb (%)	4,28	3,71	4,50	4,92	3,89	3,11	2,85	2,75	3,08	4,27	5,32	5,95	6,80	7,73
PIB Petróleo/PIB (%)	3,83	3,32	4,02	4,40	3,48	2,78	2,55	2,46	2,76	3,82	4,76	5,33	6,08	6,91
PIB Petrobras	24,91	20,93	24,46	27,69	24,26	25,02	25,55	25,39	27,84	37,19	51,73	62,16	74,13	81,00
PIB Petrobras/PIBpb (%)	2,46	2,05	2,40	2,59	2,15	2,12	2,11	2,03	2,22	2,95	3,95	4,70	5,48	5,98
PIB Petrobras/PIB (%)	2,20	1,83	2,15	2,32	1,92	1,90	1,89	1,82	1,99	2,64	3,52	4,17	4,88	5,35

Fonte: CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

TABELA 4.3: Composição do PIB setor petróleo e participação do PIB Petrobras no PIB Petróleo (%), 1990/2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PIB Petróleo	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Extração de Petróleo e GN	25,57	23,62	18,60	12,15	13,23	13,09	19,27	18,34	8,59	24,62	40,38	39,66	40,89	42,49
Refino	40,99	37,08	47,06	61,91	59,21	54,88	46,68	48,15	56,65	49,17	39,78	42,83	42,28	42,69
Produção e Distribuição de Gás	0,31	0,35	0,34	0,32	0,39	0,43	0,48	0,50	0,52	0,39	0,33	0,31	0,26	0,22
Comércio de Combustíveis	33,13	38,95	34,01	25,63	27,18	31,60	33,58	33,02	34,24	25,82	19,51	17,21	16,56	14,61
Varejo Combustível Automotivo	13,93	16,23	14,08	11,59	15,17	17,54	16,02	15,47	16,77	10,22	9,32	8,12	7,79	6,87
Atacado Combustível	19,21	22,72	19,93	14,03	12,01	14,05	14,52	15,30	15,55	13,73	8,66	7,76	7,70	6,79
Varejo GLP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	2,25	1,92	1,87	1,53	1,33	1,07	0,95
PIB Petrobras/PIB Petróleo	57,44	55,15	53,43	52,67	55,10	68,37	74,03	74,03	72,24	69,15	73,91	78,34	80,24	77,35

Fonte: CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

Do período de 1990 a 2003, o incremento de 141% no PIB petróleo, que passa de R\$ 43,36 bilhões para R\$104,7 bilhões, mesmo após a flexibilização do monopólio em 1997 (Lei No. 9.478/97), é alavancado pelo crescimento no valor agregado da Petrobras, que para o mesmo intervalo de tempo cresce 225%, aumentando de R\$ 24,91 bilhões para R\$ 81 bilhões. Enquanto no ano de 1990 a Petrobras respondia por 57,44% do PIB petróleo, no ano de 2003 sua participação alcançou 77,35% (TABELAS 4.2 e 4.3).

Sob uma nova ótica é possível verificar a distribuição do valor agregado da Petrobras, de 1998 a 2003, dividida não mais por segmentos, mas por: i) encargo de pessoal (salários, vantagens e encargos), ii) entidades governamentais (impostos, taxas, contribuições e participações governamentais), iii) instituições financeiras e fornecedores (despesas financeiras, juros, aluguéis e afretamentos), e iv) acionistas (dividendos, participação minoritária e lucros retidos).

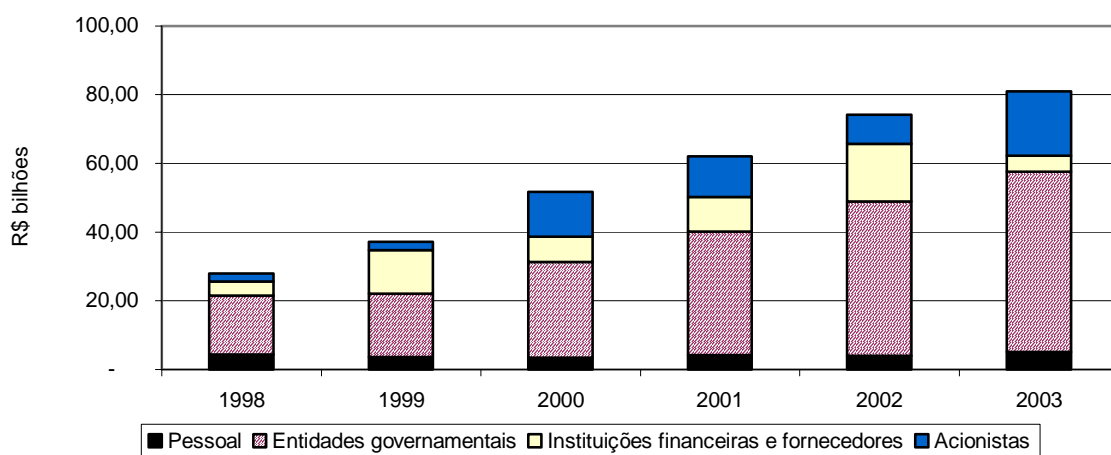


FIGURA 4.5: Valor agregado da Petrobras distribuído por: pessoal, entidades governamentais, instituições financeiras e fornecedores e acionistas, em R\$ bilhões, 1998/2003

Fonte: CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999)

Em 1998, o valor adicionado da Petrobras destinado a pessoal foi de 15% (R\$ 4,27 bilhões), às entidades governamentais 62% (R\$ 17,26 bilhões), às instituições financeiras e fornecedores 15% (R\$ 4,04 bilhões) e aos acionistas 8% (R\$ 2,24 bilhões). Já em 2003, os valores foram, respectivamente, de 6% (R\$ 5,17 bilhões), 65% (R\$ 52,37 bilhões), 6% (R\$ 4,78 bilhões) e 23% (R\$ 18,68 bilhões) (ver FIGURA 4.5).

O incremento no PIB petróleo (pela ótica da produção) se justifica, em boa medida, pelo aumento da produção nacional de petróleo, dos investimentos e esforços em E&P, e do preço internacional do petróleo. Pela ótica da renda, a distribuição do valor agregado do setor pode ser verificada, sobretudo, no aumento da contratação de empresas fornecedoras de bens e serviços (intensificada com a introdução do índice de conteúdo mínimo nacional), das entidades governamentais, e do número de empregos no setor, principalmente, na indústria naval.

Produção Nacional, Investimentos em E&P e o Preço internacional do Petróleo

A FIGURA 4.6 mostra como a produção de petróleo vem aumentando a partir de meados da década de 90. Tal crescimento da produção tem como base, sobretudo, os esforços exploratórios e os investimentos em E&P realizados a partir da década de 80 pela Petrobras (ver FIGURAS 2.4 e 2.5). Assim sendo, o crescimento da produção verificado a partir de 1997 se justifica, principalmente, pela entrada em operação de novos poços e plataformas, e/ou elevação no desempenho dos existentes, em campos como Albacora, Marlim e Roncador⁷⁸ CVM (2003, 2002, 2001, 2000). No ano de 2003,

⁷⁸ Para maiores detalhes sobre os fatores que levaram ao desempenho anual da produção de 1999 a 2003, ver Quadro A.1 em ANEXO.

estes 3 campos juntamente com o campo de Marlim Sul foram responsáveis por 63% da produção nacional de petróleo (FRANKE, 2004).

Em decorrência da Lei 9478/97, verifica-se no setor um substantivo incremento no esforço exploratório e de produção da Petrobras, tendo a média anual de investimento em E&P passado de US\$ 1,5 bilhão, de 1990 a 1997, para US\$ 2,7 bilhões, de 1998 a 2003 (PETROBRAS, 2004) (FIGURA 4.6). Enquanto em 1998 foram perfurados no total 9 poços pioneiros e 35 exploratórios, em 2003, estes aumentaram, respectivamente, para 82 e 67 poços (FRANKE, 2004).

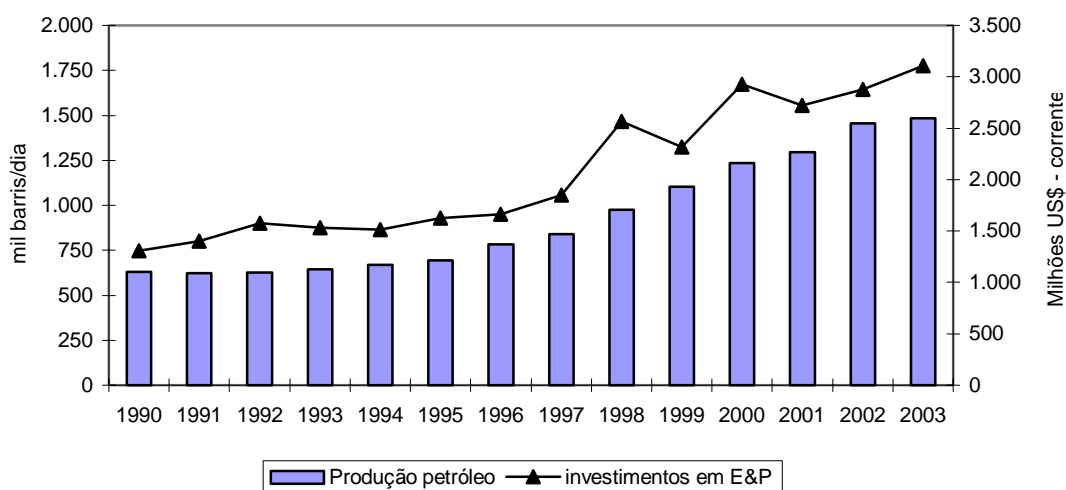


FIGURA 4.6: Evolução da produção nacional de petróleo e investimento em E&P, 1990/2003

Fonte: PETROBRAS (2004).

Na FIGURA 4.7, verifica-se como o total do valor agregado no setor petróleo além de estar relacionado às variações no volume produzido reage também ao preço internacional do petróleo. Do período de 1990 a 1997, o volume produzido aumentou moderadamente de 631 mil b/d para 841 mil b/d (FIGURA 4.6) e o preço do petróleo

oscilou entre US\$ 23,72 (1990) e US\$ 15,82 (1994), com média de US\$ 19,08. Como resultado, o valor agregado do setor petróleo se manteve em torno de R\$ 40 bilhões. Já no período posterior a 1997, a produção de petróleo cresce em 508 mil b/d, a Petrobras aumenta a média anual de investimento em E&P em US\$ 1,2 bilhões (FIGURA 4.6) e o preço internacional do petróleo passa de US\$ 12,72 (US\$ 14,8 a preço 2003), em 1998, para US\$ 28,83, em 2003. Por conseguinte, o valor agregado do setor petróleo aumenta de R\$ 38,5 bilhões (1998) para R\$ 104 bilhões em 2003.

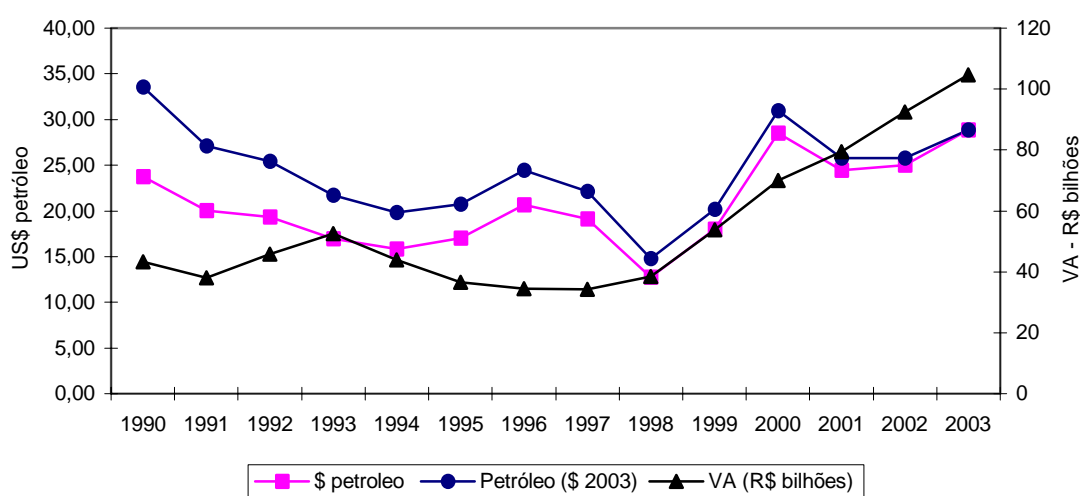


FIGURA 4.7: Evolução do valor agregado (R\$ bilhões) e do preço internacional do petróleo (Brent), 1990/2003

Fonte: CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997) e BP (2004)

O crescimento da produção nacional do óleo cru além de estar associado à geração de renda em todos os estágios da indústria do petróleo, abrange também toda a dinâmica econômica da cadeia de fornecedores de bens e serviços à atividade de exploração e produção. Ademais, o aumento na produção significa diretamente um aumento na distribuição dos royalties e nas participações especiais, como será verificado no item a seguir.

Entidades Governamentais: impostos, taxas, contribuições e participações governamentais

A contribuição econômica do setor petróleo ao PIB brasileiro pode ser medida por meio da distribuição de impostos, taxas, contribuições sociais e participações governamentais. De acordo com a FIGURA 4.5, verifica-se que o valor adicionado direcionado às entidades governamentais corresponde pela maior parcela do PIB Petrobras, sendo responsáveis no ano de 2003 por 65% do total ou, R\$ 53,37 bilhões. No tocante a uma análise segmentada do valor agregado das entidades governamentais, a FIGURA 4.8 mostra a distribuição percentual.

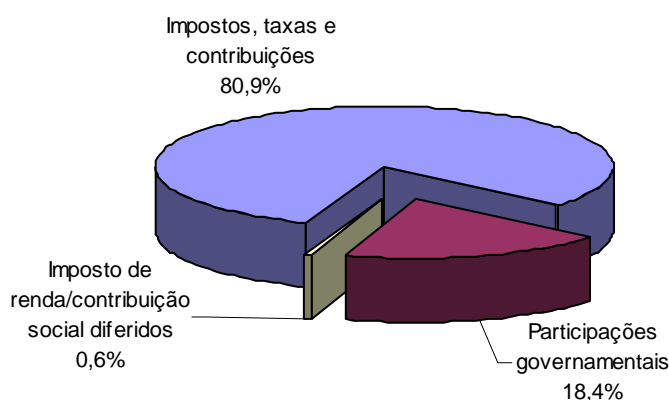


FIGURA 4.8: Participação dos impostos, taxas, contribuições e participações governamentais no valor adicionado das entidades governamentais (%), em 2003

Fonte: CVM (2003).

Com relação às participações governamentais, a lei 9478/97 estabeleceu como tributos incidentes no *upstream* da indústria petrolífera quatro modalidades básicas: bônus de assinatura⁷⁹, royalties⁸⁰, participações especiais⁸¹, e taxa de ocupação e

⁷⁹ O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado pelo vencedor no leilão para obtenção da concessão e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. O decreto

retenção da área⁸². À exceção dos royalties, as demais participações foram introduzidas pela primeira vez na legislação brasileira pela Lei do Petróleo. As participações governamentais alcançaram os seguintes montantes: R\$312,6 milhões em 1998, R\$1,06 bilhão em 1999, R\$3,46 bilhões em 2000, R\$ 4,75 bilhões em 2001, R\$ 5,93 bilhões em 2002, e R\$ 9,54 bilhões em 2003 (ver FIGURA 4.9) (ANP, 2004, 2003, 2002, 2001, 2000).

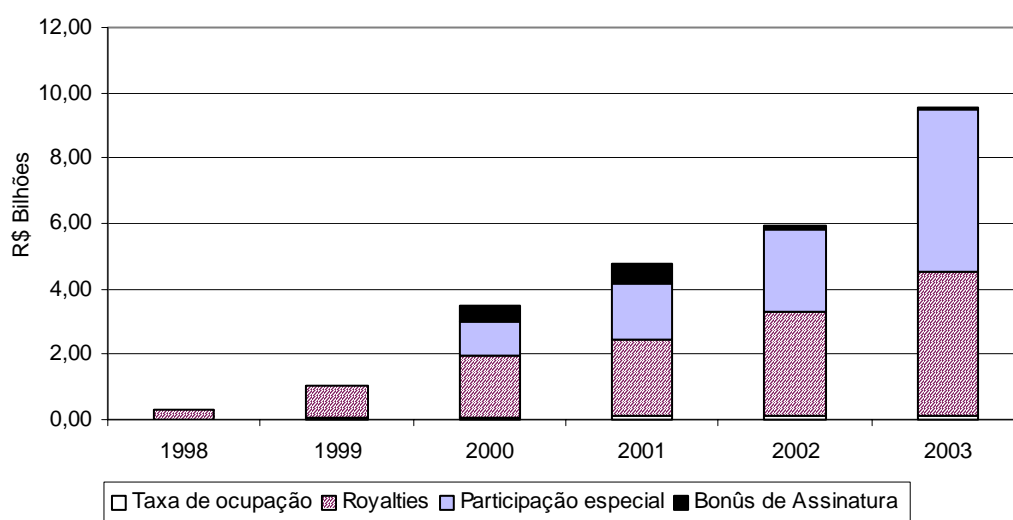


FIGURA 4.9: Evolução da arrecadação em participações governamentais: Taxa de ocupação, Royalties, Participação Especial e Bônus de Assinatura, em R\$ bilhões, 1998/2003

Fonte: ANP (2004, 2003, 2002, 2001, 2000).

2705/98 determina que o bônus de assinatura deve ser pago integralmente, em parcela única, no ato de assinatura do contrato. O lance vencedor do leilão de concessão pode ser um dos critérios para a definição do consórcio vitorioso na licitação (ANP, 2004).

⁸⁰ Os royalties constituem uma compensação financeira à União incidente sobre o valor total da produção de óleo e gás. Devem ser pagos mensalmente, correspondentes à cada campo. O valor da produção é obtido multiplicando-se os volumes (de petróleo e gás produzidos no campo durante o mês) pelos preços de referência relativos àquele mês (ANP, 2004).

⁸¹ As participações especiais caracterizam-se por compensações extraordinárias ao Governo resultantes de casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, com relação a cada campo de uma área de concessão. A apuração deste imposto é feita pela aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, isto é, a receita bruta deduzidos os royalties, os investimentos exploratórios, os custos operacionais, a depreciação e os tributos legais. Tais alíquotas dependem da localização da lavra, do número de anos da produção e do respectivo volume trimestral de produção fiscalizada (SANTOS, 2001).

⁸² O valor unitário é fixado em Reais (R\$) por km² ou fração e varia dependendo da fase ou período em que se encontra a concessão, valor este pago anualmente (ANP, 2004).

Quando feita uma análise da participação dos royalties nos benefícios governamentais proporcionados pela nova legislação do setor de petróleo e gás no Brasil, verifica-se que este foi o principal instrumento de auferição de rendas. Para o período observado na FIGURA 4.9, a arrecadação total de royalties foi de aproximadamente R\$ 13 bilhões. Tal fato se justifica pelo aumento da produção nacional, pela indexação do preço do petróleo ao mercado internacional, e a desvalorização cambial sofrida pelo real após 1996.⁸³

Indústria Para-Petroleira

Contribuem diretamente para a expansão e dinâmica do setor petróleo o papel crescente das empresas correlatas e de apoio às atividades *onshore* e *offshore*, que formam a indústria para-petrolífera brasileira e se destacam na execução das atividades de perfuração, engenharia, completação, estimulação de poços e instrumentos de sísmica e geofísica (ZAMITH, 1999). Com a introdução pela ANP do compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e produção, a indústria para-petroleira vem adquirindo uma importância cada vez maior na ascendência do PIB petróleo. Os índices de conteúdo local nas fases de produção e desenvolvimento que foram, respectivamente, de 25,4% e 26,7% na primeira rodada de licitação (1999), aumentaram para 85,7% e 88,8% na sexta rodada⁸⁴ (2004)⁸⁵ (FIGURA 4.10) (ANP, 2004).

⁸³ A fórmula do cálculo dos royalties incorpora estas três variáveis citadas: o volume produzido (Volume petróleo), a taxa de câmbio (TC) e o preço do Brent (PR). Segue fórmula: Royalties = alíquota (5 a 10%) x Valor da Produção, onde: Valor da Produção = Volume petróleo X PR petróleo + Volume gás natural X PR gás natural (ANP, 2001).

⁸⁴ A partir da Quinta Rodada, a avaliação das ofertas passou a considerar propostas de conteúdo local para atividades específicas durante a Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento (ANP, 2004).

⁸⁵ Tendo em vista que os índices de conteúdo local de exploração e desenvolvimento somente serão colocados em operação quando da descoberta do petróleo, é de extrema importância que a ANP fiscalize e faça cumprir os índices acordados nas rodadas de licitação.

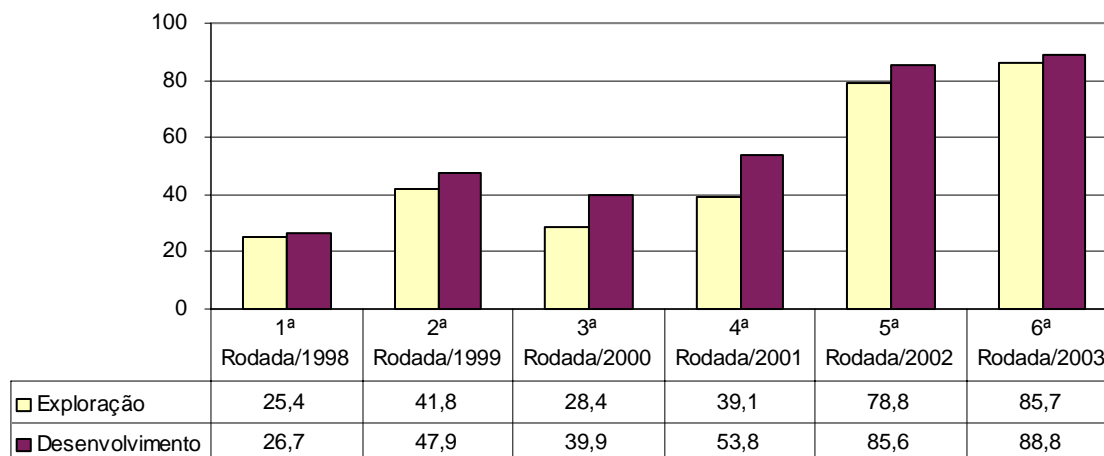


FIGURA 4.10: Índice de conteúdo local nas rodadas de licitação, 1998/2003

Fonte: ANP (2004).

A principal região afetada pelo crescimento e desenvolvimento da indústria para-petroléira é o município de Macaé, localizado no Estado do Rio de Janeiro, onde está concentrada atualmente a grande maioria das empresas de apoio e suporte à exploração e à produção *offshore* da Bacia de Campos.

Geração de Emprego

No que se refere aos empregos gerados no setor petrolífero, de acordo com IBGE (2004c), no segmento de exploração e produção de petróleo, o número de pessoal ocupado (31/12) que no ano de 1996 era de 18.755 atingiu 21.355 em 2002. Diante disto, o total de salários, retiradas e outras remunerações aumentou, em valores correntes, de R\$ 743 milhões para R\$ 1,35 bilhões. Dentre os setores estimulados pela nova Lei do Petróleo, destaca-se a indústria naval. A demanda crescente da Petrobras por embarcações de apoio marítimo (especialmente PSV, AHTS e LH)⁸⁶ vem

⁸⁶ AHTS (Anchor Handling Tug Supply), PSV (Platform Supply Vessel) e LH (Line Handling).

intensificando as atividades do setor, e proporcionando um incremento na renda e emprego. Foram reabertos 16 estaleiros e a indústria passou de 500 empregos diretos a 18 mil (BNDES, 2003).

Cumprir notar que os fatores acima descritos e que contribuem para o incremento no PIB petróleo estão diretamente relacionados a expansão e aperfeiçoamento tecnológico do segmento de exploração e produção. Através da FIGURA 4.11 visualiza-se como este segmento vem aumentando sua participação no PIB petróleo, principalmente a partir da implementação da Lei 9478/97. Enquanto em 1997 este segmento era responsável por 18,34% (R\$ 6,29 bilhões) do PIB petróleo, em 2003 o percentual subiu para 42,5% (R\$ 44,5 bilhões) (TABELAS 4.2 e 4.3).

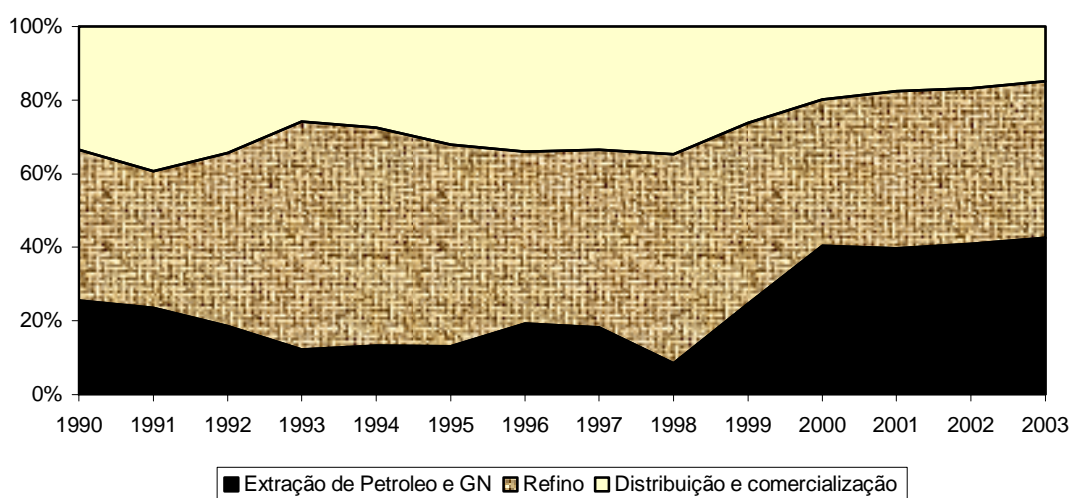


FIGURA 4.11: Composição percentual do PIB Petróleo, 1990/2003

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); MACHADO (2002); CVM (2003).

No que concerne o segmento de refino, este se apresenta como o mais estável em termos de participação no PIB petróleo, tendo sua contribuição oscilado, em todo

período, entre 40% - 50%. No ano de 1990, sua participação foi de 40,99% com R\$ 17,77 bilhões, e no ano de 2003, de 42,69% com R\$ 44,7 bilhões (TABELAS 4.2 e 4.3). O crescimento no valor agregado do segmento de refino, conforme mencionado no segundo capítulo, está relacionado aos investimentos da Petrobras na modernização de suas refinarias de modo a aumentar a capacidade de destilação de petróleo⁸⁷, principalmente o nacional, e a produção de uma gama de derivados de maior valor agregado (ex: gasolina e diesel) que proporcionam uma maximização da receita e geram margens brutas mais elevadas. Ainda que, em média, o volume refinado seja de petróleo leve (acima de 30° API), a partir de 2003, com a confirmação de estimativas de CARVALHO (2002) em ANP (2004), o parque de refino passou a operar petróleos médios (entre 21° e 30° API) (FIGURA 4.12).

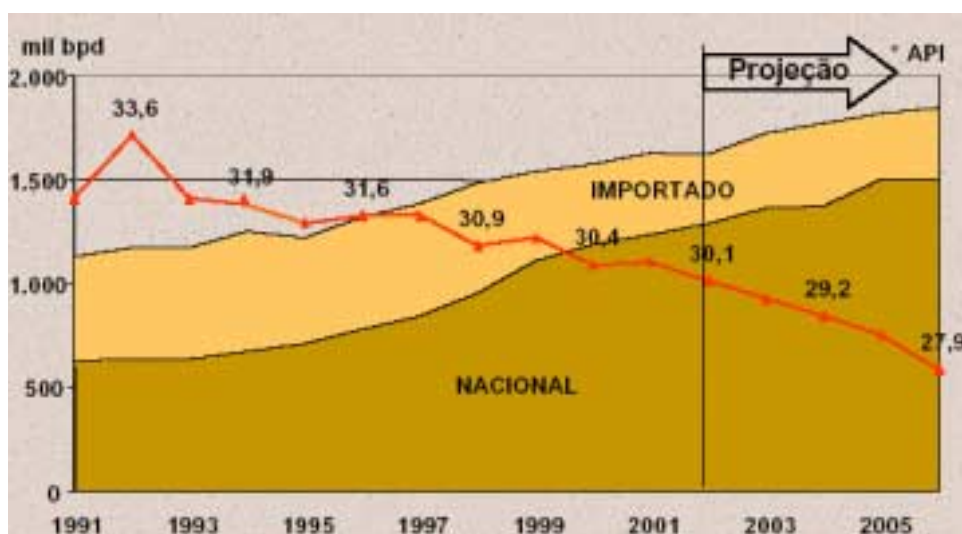


FIGURA 4.12: Petróleo processado nas refinarias brasileiras

Fonte: CARVALHO (2002).

As atividades de comercialização a varejo e a atacado de combustíveis contribuíram, em média, no período de 1990 a 1998, com 32% do PIB petróleo. A partir

⁸⁷ Nestes treze anos de análise a capacidade de refino nacional aumentou 32%, passando de 1,44 milhões b/d em 1990 para 1,91 milhões b/d em 2003 (BP, 2004).

de 1998 observa-se uma redução gradativa da contribuição, que passa de 34,24% em 1998 para 14,61% em 2003. Diferentemente dos demais segmentos, em que ocorreram grandes incrementos no valor agregado, nestas atividades as contribuições ao PIB petróleo se mantiveram praticamente constantes, com mínima de R\$ 11,33 bilhões em 1997 e máxima de R\$ 15,56 bilhões em 1992. No entanto, quando feita uma análise comparando o valor agregado de 1990 e 2003, este se revela como sendo o mesmo, de aproximadamente R\$ 14 bilhões. Dessa forma, justifica-se o decréscimo das atividades de distribuição e comercialização de combustível na participação do PIB petróleo tanto pela retomada na renda dos demais segmentos (E&P e refino) quanto pela constância do mesmo durante os treze anos em análise. Com relação ao segmento de distribuição de gás, sua contribuição aumentou 70,8% em todo o período, de R\$ 135 milhões (0,31% PIB petróleo) em 1990 para R\$ 231 milhões (0,22%) em 2003 (TABELAS 4.2, 4.3 e FIGURA 4.11).

Em virtude da metodologia aplicada, neste período será possível visualizar a participação das distribuidoras no total do valor agregado do segmento de distribuição e comercialização de combustíveis e GLP. Como já mencionado anteriormente, serão considerados no mercado varejista de combustível a gasolina, o diesel e o álcool. No mercado atacadista a estimativa incluirá o óleo combustível, o querosene, o diesel, a gasolina e o querosene e a gasolina de aviação.

A TABELA 4.4 mostra as estimativas obtidas de valor agregado das distribuidoras de combustível e GLP. O valor agregado total do comércio varejista de combustíveis líquidos cresceu 19,15% entre 1990 e 2003, e do mercado atacadista caiu 14,6%. O valor agregado do comércio de varejo de GLP, entre os anos de 1996 e 2003, caiu 5,7%.

TABELA 4.4: Contribuição do segmento “comércio de combustível” ao PIB brasileiro, em valores reais (R\$ milhões), 1990/2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Varejo Combustível	Br	1.899	1.775	1.893	1.839	2.001	1.827	1.498	1.345	1.714	1.360	1.449	1.510	1.737	1.623
	Shell	1.178	1.174	1.260	1.194	1.267	1.184	990	916	1.045	699	739	698	726	679
	Ipiranga	698	642	724	688	721	1.288	1.115	1.046	1.186	932	1.103	1.132	1.261	1.179
	Texaco	567	700	726	669	760	727	613	581	689	569	652	603	637	595
	Esso	736	851	853	729	783	760	631	590	688	556	650	626	684	640
	Outras	960	1.020	986	976	1.147	634	682	828	1.143	1.379	1.930	1.875	2.151	2.010
	Total	6.038	6.162	6.443	6.095	6.677	6.420	5.529	5.307	6.464	5.495	6.523	6.444	7.197	6.726
Atacado Combustível	Br	3.383	3.196	3.436	2.827	1.993	1.844	1.763	1.754	2.072	2.439	1.839	1.879	2.190	1.978
	Shell	1.649	1.664	1.824	1.493	1.059	1.018	963	983	1.052	1.060	795	768	817	738
	Ipiranga	781	761	878	718	496	839	820	845	910	1.060	884	940	1.101	995
	Texaco	642	822	858	674	508	493	469	486	561	686	549	526	587	530
	Esso	824	1.023	1.003	694	461	465	445	463	533	646	544	548	622	562
	Outras	1.047	1.157	1.122	972	771	482	551	716	864	1.497	1.452	1.496	1.796	1.622
	Total	8.327	8.623	9.122	7.377	5.288	5.142	5.010	5.248	5.991	7.387	6.064	6.156	7.113	6.425
Varejo e Atacado Combustível	Br	5.282	4.971	5.330	4.666	3.994	3.671	3.261	3.099	3.786	3.799	3.288	3.389	3.927	3.601
	Shell	2.827	2.837	3.084	2.687	2.326	2.202	1.953	1.899	2.097	1.758	1.534	1.466	1.544	1.417
	Ipiranga	1.480	1.404	1.602	1.406	1.217	2.127	1.935	1.891	2.096	1.992	1.987	2.072	2.363	2.173
	Texaco	1.209	1.522	1.584	1.343	1.267	1.220	1.081	1.067	1.250	1.255	1.201	1.129	1.224	1.125
	Esso	1.560	1.874	1.857	1.423	1.244	1.225	1.076	1.052	1.221	1.202	1.194	1.174	1.307	1.202
	Outras	2.007	2.177	2.108	1.947	1.918	1.117	1.233	1.545	2.006	2.876	3.383	3.371	3.947	3.632
	Total	14.365	14.785	15.565	13.472	11.966	11.562	10.540	10.554	12.456	12.882	12.586	12.600	14.310	13.151
Varejista de GLP	Agip do Brasil						167,95	124,31	162,55	221,77	228,38	218,05	209,65	232,85	
	Grupo Ultragas ²						179,56	134,34	133,00	181,44	207,68	203,30	194,93	216,50	
	Grupo Nacional Gás ³						205,57	145,41	140,39	187,85	195,89	200,14	191,10	212,25	
	Supergasbras						144,14	108,27	169,94	141,12	144,96	139,05	126,96	141,01	
	Minasgás ⁴						101,45	71,50	-	100,80	107,22	110,61	105,49	117,17	
	Copagaz						73,11	49,32	44,33	60,48	70,34	69,52	69,96	77,70	
	Petrogaz						40,69	30,17	29,23	40,32	49,00	48,46	43,66	48,49	
	Outras						136,43	107,61	59,43	74,24	68,73	64,26	48,11	53,43	
Total							1.048,9	770,9	738,9	1.008,0	1.072,2	1.053,4	989,9	1.099,4	

Fonte: ANP (2003, 2002, 2001,2000); CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997). Notas: ¹Inclui a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) e a Distribuidora de Produtos de Petróleo Ipiranga (DPPI); ²Inclui a Bahiana Distribuidora de Gás Ltda e a Companhia Ultragas S/A; ³Inclui a Paragás Distribuidora S/A e a Nacional Gás Butano Distribuidora Ltda; ⁴Inclui a Minasgás S/A Distribuidora de Gás Combustível e a Minasgás S/A Indústria e Comércio.

No mercado varejista de combustível, ao se confrontar os valores agregados de 2003 e 1990, observa-se uma queda de 8,5% no valor agregado da BR Distribuidora, de 38,4% na Shell e de 7% na Esso. Estas quedas resultam, sobretudo, do crescimento das distribuidoras de menor porte que, incentivadas pela desregulamentação do setor de distribuição de derivados a partir dos anos 90, mais que dobraram o valor agregado, passando de R\$960 milhões em 1990 para 2,15 bilhões em 2003. Já as empresas Ipiranga e Texaco tiveram um aumento de, respectivamente, 80% e 12,3% no valor agregado (TABELA 4.4). O grande aumento apresentado pela empresa Ipiranga justifica-se pela compra, em 1995, da Companhia Atlantic de Petróleo, fato que a colocou como segunda companhia em participação no mercado global (ver TABELA 3.11).

No caso do mercado atacadista de combustíveis, dentre as cinco maiores empresas, apenas a Ipiranga não apresentou queda para os treze anos de análise, com incremento de 40,9%. O valor agregado das “outras distribuidoras” cresceu 71,4%. No mercado de GLP, as empresas que apresentaram taxa positiva de crescimento para o período 2003/1996 foram: a Agip do Brasil (cresceu 24,8%), o Grupo Ultragaz (8,5%), Petrogaz (7,3%) e a Minasgás (4%) (TABELA 4.4). A FIGURA 4.13 mostra a participação das distribuidoras no valor agregado do comércio varejista e atacadista de combustíveis líquidos.

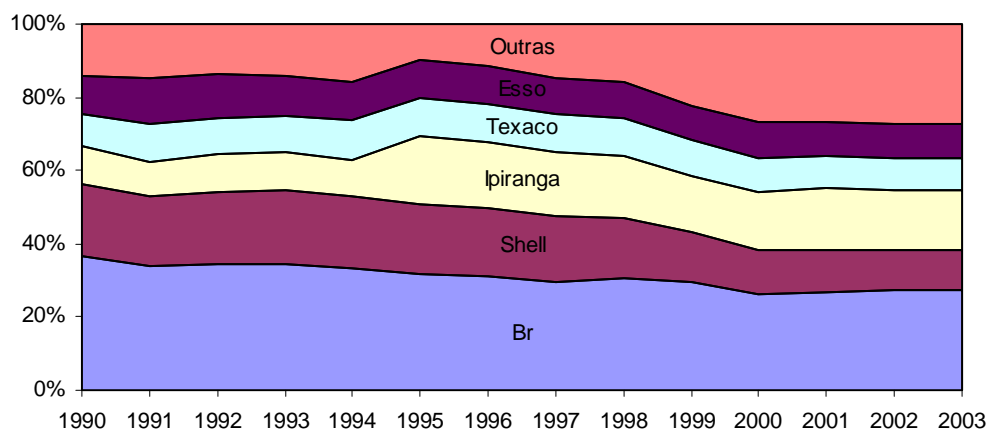


FIGURA 4.13: Participação das distribuidoras de combustíveis no valor agregado do comércio atacadista e varejista de combustíveis líquidos (%), 1990/2003

Fonte: ANP (2003, 2002, 2001,2000); CVM (2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c); IPEA (2004); MACHADO (2002); PETROBRAS (1997).

4.3 Valor Agregado Trimestral: 2004

Tendo em vista a disponibilidade de informações trimestrais para o valor agregado da Petrobras, para o período de 1999 a 2004, estas serão apresentadas na FIGURA 4.14. No ano de 2004, o valor agregado acumulado da Petrobras fica da seguinte maneira: R\$ 21,58 bilhões no 1º trimestre, R\$ 46,37 bilhões no 2º trimestre, R\$ 69,57 bilhões no 3º e R\$ 97,2 bilhões no 4º trimestre.

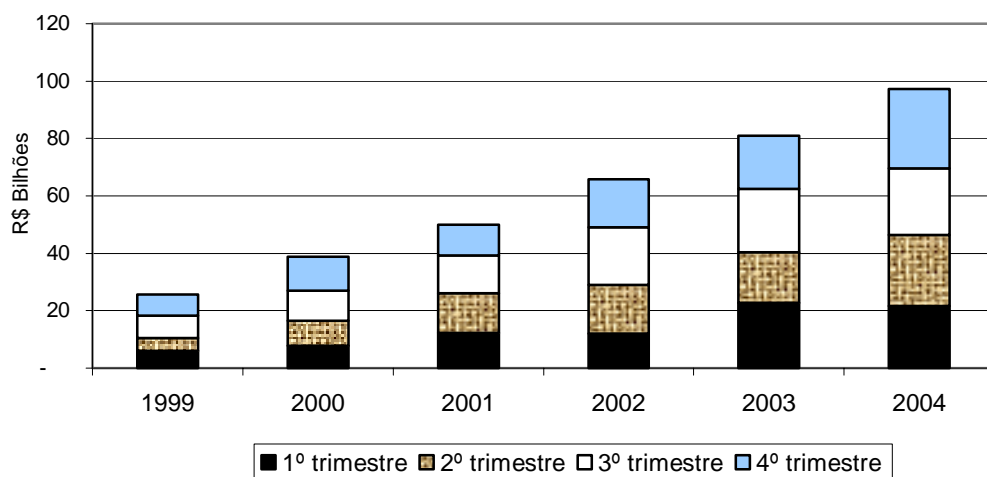


FIGURA 4.14: Valor agregado trimestral da Petrobras (R\$ bilhões), 1999/2004

Fonte: CVM (2004, 2003, 2002, 2001, 2000, 1999); IPEA (2004).⁸⁸

O valor adicionado da Petrobras, no ano de 2004, alcançou R\$ 97,2 bilhões, propiciando a seguinte distribuição econômica: R\$ 6,2 bilhões em salários e encargos; R\$ 59,2 bilhões em impostos, taxas, contribuições sociais e participações governamentais; R\$ 13,7 bilhões aos acionistas, e R\$ 7,5 bilhões em reconhecimento de juros, do efeito do câmbio, das despesas de aluguéis e afretamentos, com instituições financeiras e fornecedores (CVM, 2004).

E finalmente, serão apresentados os valores agregados trimestrais do setor petróleo, em valores correntes (R\$ bilhões), para o ano de 2004. Ressalva-se que o crescimento da Petrobras será utilizado como *proxy* das atividades de “exploração e produção de petróleo” e “refino de petróleo”. As demais atividades serão atualizadas de acordo com as contas nacionais trimestrais em IBGE (2004). Na TABELA 4.5 são

⁸⁸ Valores utilizados para a elaboração da figura encontram-se em ANEXO.

apresentados os valores acumulados do trimestre, sendo para o 4º trimestre mantido as taxas da TABELA 3.11.

TABELA 4.5: Contribuição percentual e monetária (R\$Bilhões) da Petrobras e do setor petróleo ao PIB, valores trimestrais de 2004

	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	4º trimestre
PIB	395,68	831,71	1.289,85	1.769,20
Impostos sobre Produtos	43,46	88,25	135,84	185,12
PIBpb	352,22	743,47	1.154,01	1.584,08
Extração de Petróleo e GN	10,99	28,04	42,21	62,39
Refino	11,04	28,18	42,41	62,69
Produção e Distribuição de Gás	0,06	0,12	0,19	0,27
Comércio de Combustíveis	3,89	8,30	13,06	18,09
Varejo Combustível Automotivo	1,83	3,90	6,14	8,51
Atacado Combustível	1,81	3,86	6,07	8,41
Varejo GLP	0,25	0,54	0,84	1,17
PIB Setor Petróleo	25,98	64,64	97,87	143,44
PIB Petróleo/PIBpb (%)	7,38	8,70	8,48	9,05
PIB Petróleo/PIB (%)	6,57	7,77	7,59	8,11
PIB Petrobrás	21,58	46,37	69,57	97,20
PIB Petrobras/PIBpb (%)	6,13	6,24	6,03	6,14
PIB Petrobras/PIB (%)	5,45	5,58	5,39	5,49

Fonte: Elaboração própria a partir de CVM (2004b), IBGE (2004a) e IPEA (2004); MACHADO (2002).

Assim sendo, em 2004, estima-se que a contribuição econômica do setor petróleo ao PIB nacional tenha sido de R\$ 143 bilhões, representado 8,11 % do PIBpm e 9,05% do PIBpb. E, o valor agregado Petrobras foi de R\$ 97,2 bilhões, o que significou uma participação de 6,14% no PIBpb e 5,49 %no PIBpm. Considerando as estimativas de 2004 em relação a 2003, o PIB petróleo cresceu 36% e o PIB Petrobras 20%.

Para finalizar, o escopo deste capítulo foi mostrar como o PIB petróleo vem oscilando desde a criação da Petrobras em virtude de diferentes políticas de investimento, ora nos segmentos de refino e distribuição, ora no segmento de exploração e produção de petróleo. Ainda que a metodologia adotada possibilite a estimativa para o período de 1955 a 2004, o período posterior a 1990 mereceu destaque

pela forte ascensão desta atividade para economia brasileira. O que pode ser observado é que as atividades de exploração e produção foram a grande alavanca para o crescimento do setor petróleo e que provavelmente manterão sua magnitude para os anos vindouros, como estimado para o ano de 2004. Declarações da estatal de novos campos comercializáveis, principalmente nas bacias do Espírito Santo e Sergipe/Alagoas (CVM, 2003), tendem a aumentar a produção e o volume de petróleo nacional a ser destilado nas refinarias nacionais. Ademais, a alta do preço do petróleo verificada em 2004 (ex: US\$ 52/barril em 6 de outubro) trará impactos diretos na renda dos municípios receptores dos royalties, uma vez que este inclui em sua base de cálculo o preço internacional do petróleo.

No que se refere à atividade de refino, a perspectiva é de que sua relevante participação na composição do valor agregado do setor petróleo seja mantida nos anos vindouros. De acordo com PETOBRAS (2005) e CVM (2004), no período de 2005 a 2010, estão previstos pela estatal os investimentos de US\$ 7,9 bilhões em refino, o que proporcionará uma capacidade de processamento de 1.870 mil bpd de petróleo, sendo 1.700 mil bpd de óleo nacional.

CONCLUSÃO

Esse estudo procurou mostrar a crescente importância do setor petróleo a economia brasileira a partir de meados do século XX. Após a apresentação, nos capítulos primeiro e segundo, da formação e evolução do setor na esfera mundial e nacional, e no terceiro da estrutura metodológica desenvolvida, no quarto capítulo é apontada quantitativamente a participação do valor agregado do setor petróleo e da Petrobras ao PIB nacional de 1995 a 2004.

As estimativas de valor agregado contemplam os primeiros anos da Petrobras, que foi instituída em 1953, através da Lei 2004, lei esta que decretava o monopólio estatal de explorar, diretamente ou por subsidiárias, todas as etapas da indústria petrolífera, menos a distribuição e comercialização (Art.5º, 6º e 39º).

Do período que se estende da criação da Petrobras até os choques do petróleo na década de 70 a política nacional é marcada pela construção do parque de refino nacional e pela criação de uma infra-estrutura de abastecimento, com a melhoria da rede de transporte e instalação de terminais em pontos estratégicos do país. Tais políticas visavam suprir o forte crescimento na demanda interna de derivados de petróleo, impulsionados, principalmente, pelo consumo de gasolina, óleo combustível e diesel. Como resultado, nos anos 60, o PIB médio do setor petróleo foi de 2,44% do PIBpm ou R\$ 7,13 bilhões (preços relativos a 2003) e o da Petrobras foi de 1,40% do PIBpm ou R\$ 4 bilhões. Nos anos 70, estes foram, respectivamente, de 2,79% (R\$ 18,76 bilhões) e 1,60% (R\$ 10,77 bilhões).

Com as crises do petróleo em 1973 e 1979, o preço internacional do óleo bruto sobe de US\$ 2,49/barril, em 1970, para US\$ 30,3/barril, em 1979, e a política de investimento da estatal se desloca para o segmento de *upstream* (BP, 2003). Ademais, a década de 80 é marcada pelas inversões em exploração e produção *offshore*, pela adaptação das refinarias ao processamento do óleo nacional e pelas atividades de distribuição e comercialização de combustíveis. O valor agregado médio do setor petróleo aumenta então para 4,20% do PIBpm (R\$ 43,29 bilhões) e da Petrobras, para 2,41% (R\$ 24,87 bilhões).

A partir da década de 1990, a contribuição da indústria petrolífera ao PIB pode ser dividida em duas fases. Na primeira fase, o setor petróleo ainda é regulamentado pela Lei 2004/53, no qual o monopólio estatal da União sobre as diversas atividades integrantes da cadeia produtiva é realizado pela Petrobras. Na fase seguinte, após a edição da Lei 9478/9, em 1997, o mercado de petróleo é reaberto ao capital privado local e externo para as atividades antes exclusivamente concebidas à estatal.

Na primeira fase (1990/1997), o valor adicionado médio do setor petróleo caiu para R\$ 41,14 bilhões, ou 3,36 % do PIBpm e 3,75% do PIBpb, e o da Petrobras para R\$ 24,78 bilhões, 2% do PIBpm e 2,24% do PIBpb. No entanto, após implementação da Lei do Petróleo, observa-se um forte incremento nos investimentos em E&P, na arrecadação das participações governamentais e na aquisição de bens e serviços locais para as atividades de exploração e produção de petróleo *offshore*. Para o mesmo período também se verifica um substancial aumento na produção de petróleo, decorrente, principalmente, dos campos gigantes de Marlim, Albacora e Roncador, que foram descobertos a partir dos anos 80 pela Petrobras. Como resultado, o valor agregado do

setor petróleo cresce 205% entre 1997 e 2003, passando de R\$ 34,3 bilhões (2,46% PIBpm ou 2,75 % PIBpb), em 1997, para R\$ 104,7 bilhões (6,91% PIBpm ou 7,73% PIBpb), em 2003. No que se refere à Petrobras, para o mesmo período, o valor adicionado aumenta 218%, passando de R\$ 25,4 bilhões (1,82% PIBpm ou 2,03% PIBpb) para R\$ 81 bilhões (5,35% PIBpm ou 5,98% PIBpb).

Em suma, em preços relativos ao ano de 2003, os valores agregados médios do setor petróleo foram de: R\$ 7,13 bilhões (anos 60), R\$ 18,76 bilhões (anos 70), R\$ 43,29 bilhões (anos 80), R\$ 41,14 bilhões (1990/97) e R\$ 73,3 bilhões (1998/2003). Em termos relativos, como proporção do PIBpm, a contribuição média foi de: 2,44% (anos 60), 2,79% (anos 70), 4,20% (anos 80), 3,36% (1990/97) e 4,94% (1998/2003).

Estima-se que, em 2004, o PIB petróleo tenha alcançado R\$ 143 bilhões, chegando a contribuir com 8,11% do PIBpm e 9,05% PIBpb. Já o PIB Petrobras atinge R\$ 97,2 bilhões, ou 5,5% do PIBpm e 6,14% PIBpb.

Enfim, a dinâmica do setor petrolífero deve continuar intensificando a economia brasileira, seja em função dos investimentos realizados pela Petrobras e pela indústria para-petroleira, seja na geração de renda com a distribuição dos royalties e participações especiais, seja no aumento do nível de emprego do setor. Ressalta-se que esse crescimento passa a exigir dos poderes públicos municipais, sobretudo na região Norte Fluminense, uma política de planejamento urbano e econômico capaz de compensar e absorver os efeitos sociais decorrentes da dinâmica do crescimento do setor.

Expõe-se que este trabalho tem como objetivo primordial contribuir para o esclarecimento da participação do setor petróleo à economia nacional. O principal subsídio será fornecer dados que sustentarão discussões e análises futuras acerca da dinâmica e estrutura de evolução da indústria petrolífera. Ou seja, não coube aqui, discussão política, econômica e/ou técnica acerca de quais ações governamentais ou privadas proporcionariam maior produto agregado ao setor petróleo.

Para finalizar, tendo em vista a crescente participação do setor petróleo no PIB nacional, destaca-se a necessidade de criação de estatísticas desagregadas do valor adicionado do setor petróleo no relatório de Contas Nacionais do IBGE. Importante também se verifica o estudo do valor agregado do setor petróleo para o estado do Rio de Janeiro. Assim como para o Brasil, a região fluminense não dispõe de estatísticas sobre a contribuição econômica do setor ao seu desenvolvimento.

Ademais, também se recomenda como estudo futuro relacionado ao tema uma análise de quais variáveis político-econômicas públicas e/ou privadas poderiam ter alterado o curso do valor agregado do setor petróleo no Brasil. Isto é, quais alterações micro ou macroeconômicas proporcionariam acréscimos ou quedas na contribuição do setor petróleo ao PIB nacional. Outro tema cabível de ser explorado futuramente, refere-se a estimativa da renda gerada indiretamente pelo setor, mais especificamente, no valor agregado da indústria para-petrolífera.

BIBLIOGRAFIA

- ABREU *et al* (1990). *A ordem do progresso*. 13ª edição. Rio de Janeiro: Editora Campus.
- AL-CHALABI, F.J. (1980). *OPEC and the international oil industry: a changing structure*. Oxford: Oxford University Press.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP (1999). *A reforma do setor petrolífero na América Latina: Argentina, México e Venezuela*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP (2000). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 1990-1999*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP (2001). *Guia dos royalties do petróleo e do gás natural 2001*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP (2001). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2000*. Rio de Janeiro.
- ANP (2002). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2001*. Rio de Janeiro.
- ANP (2003). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2002*. Rio de Janeiro.
- ANP (2004). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2003*. Rio de Janeiro.
- ANP (2005). *Boletim Anual de Reservas*.(www.anp.gov.br/doc/petroleo/reservas_20041231.pdf)
- API (1998). *API Basic Petroleum Data Book*. America Petroleum Institute.
- API (2004). American Petroleum Institute. (<http://api-ec.api.org/frontpage.cfm>).

- BADDOUR, J.W. (1997). “The international petroleum industry”, *Energy Policy*, 25(2): 143-157.
- BLANCHARD, O. (1997). *Macroeconomics*. Prentice-Hall, Inc. Simon & Schuster Company. (Edição Brasileira, 1999: *Macroeconomia: teoria e política econômica*. Rio de Janeiro: Campus).
- BNDES (1998). *O que mudou na indústria do petróleo*. Informe infraestrutura nº 29.
- BNDES (2003). Seminário: Indústria naval e transporte hidroviário. Rio de Janeiro: BNDES.
- BP (2003). *BP Statistical review of world energy 2002*. (www.bp.com)
- BP (2004). *BP Statistical review of world energy 2003*. (www.bp.com)
- BRASIL ENERGIA (2003). “*Brasil desponta entre os grandes*”. (www.brasilenergia.com.br).
- BRAUDEL, F. (1979). *Civilisation Matérielle, Économie et Capitalisme - Tome I - Les Structures du Quotidien*. Paris: Librairie Armand Colin (Edição Brasileira, 1995: *Civilização material, economia e capitalismo – Século XV-XVIII - As estruturas do cotidiano*. São Paulo: Martins Fontes).
- BRITTO, J. (2002). “Diversificação, competência e coerência produtiva”. In: KUPFER, D. HASENCLEVER, L. (org.). *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus.
- CARVALHO, E.F. (2002). *Perspectivas para o desenvolvimento do setor de refino de petróleo no Brasil*. Rio Oil & Gas Expo 2002. Rio de Janeiro: ANP.
- CONSTITUIÇÃO FEDERAL DO BRASIL (1891). www.senado.gov.br
- CONSTITUIÇÃO FEDERAL DO BRASIL (1934). www.senado.gov.br
- CONSTITUIÇÃO FEDERAL DO BRASIL (1937). www.senado.gov.br
- CONSTITUIÇÃO FEDERAL DO BRASIL (1988).www.senado.gov.Br

- CVM (1999). *Demonstrações financeiras padronizadas e informações trimestrais. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- CVM (2000). *Demonstrações financeiras padronizadas e informações trimestrais. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- CVM (2001). *Demonstrações financeiras padronizadas e informações trimestrais. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- CVM (2002). *Demonstrações financeiras padronizadas e informações trimestrais. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- CVM (2003). *Demonstrações financeiras padronizadas. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- CVM (2004a). www.cvm.gov.br.
- CVM (2004b). *Informações trimestrais. Petróleo Brasileira S.A.*, (www.cvm.gov.br).
- Decreto nº 15.211. www.senado.gov.br
- Decreto-lei nº 395. www.senado.gov.br
- Decreto-lei nº 538. www.senado.gov.br
- DUTRA, L.E.D. (1995). “O petróleo no início do século XX: alguns elementos históricos”. *Revista Brasileira de Energia*, 4(1).
- DOUGLAS WESTWOOD (2005). *Offshore prospects: a long-term view*. SUT Houston, (www.dw-1.com).
- FEDERAL TRADE COMMISSION (1952). *The international petroleum Cartel*. Staff Report to the Federal Trade Commission. Subcommittee on Monopoly of Select Committee on Small Business, U.S. Senate, 83d Cong., 2nd sess (Washington,DC). Chapters 1, 2, 3 e 5. (www.mtholyoke.edu/acad/intrel/energy.htm).
- FGV (2004). www.cpdoc.fgv.br

- MONTORO FILHO, A.F. (1994). *Contabilidade social: Uma introdução à macroeconomia*. 2ª edição. São Paulo: Atlas.
- MONTORO FILHO, A.F. (1998). *Manual de economia*. 3ª edição. São Paulo: Saraiva.
- FORTUNE (2004). www.fortune.com
- FRANKE, M. (2004). *Novas fronteiras exploratórias: estudando o futuro do setor petróleo no Brasil*. Rio Oil & Gas. Palestra, ANP.
- FREITAS, A.G. (1999). *Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore*. Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas.
- FURTADO, A. e FREITAS, A.G. (2001). “Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore”. *Revista Brasileira de Energia*, 8 (1).
- GAZETA MERCANTIL (1999). *A indústria do petróleo*. Análise setorial, vol I.
- IBGE (1989). *Brasil: Matriz de insumo-produto – 1980*. Texto para discussão. DECNA. Rio de Janeiro.
- IBGE (1990). *Estatísticas históricas do Brasil: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988*. 2ª edição ver. e atual. do v. 3 de Séries estatísticas retrospectivas. Rio de Janeiro.
- IBGE (2002a). *Sistema de Contas Nacionais Brasil, 2000-2002*. Rio de Janeiro: IBGE.
- IBGE (2002b). *Pesquisa Industrial 2002*. Rio de Janeiro: IBGE.
- IBGE (2002c). *Pesquisa Anual do Comércio 2002*. Rio de Janeiro: IBGE
- IBGE (2003). *Classificação nacional de atividades econômicas/CNAE*. Notas explicativas. Rio de Janeiro, (www.ibge.gov.br).
- IBGE (2004a). *Sistema de contas nacionais trimestrais*. Rio de Janeiro, (www.sidra.ibge.gov.br).

- IBGE (2004b). Pesquisa industrial anual. Rio de Janeiro, (www.sidra.ibge.gov.br).
- IBGE (2004c). Pesquisa anual do comércio. Rio de Janeiro, (www.sidra.ibge.gov.br).
- IEA (2004a). *Key world energy statistics 2003*. IEA. (www.iea.org)
- IEA (2004b). *World energy investment outlook: 2003 insights*. IEA. (www.iea.org).
- IEA (2004c). *Analysis of the impact of high oil prices on the global economy*. IEA. (www.iea.org.br).
- IEA (2004d). *World energy outlook 2004*. IEA. (www.iea.org).
- IPEA (2004). Ipeadata. (www.ipeadata.gov.br).
- IPIRANGA (2005). www.ipiranga.com.br
- LANDES, D. (1969). *The unbound prometheus*. 1ª edição. Cambridge: University Press. (Edição brasileira, 1994: *Prometeu desacorrentado. Transformação tecnológica e desenvolvimento industrial na Europa Ocidental desde 1750 até a nossa época*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira)
- LEITE, A.D. (1997). *A energia no Brasil*. 1ª edição. Rio de Janeiro: Nova Fronteira
- Lei nº 2.004. www.senado.gov.br
- Lei nº 9.478. www.senado.gov.br
- LOOTY, M., SZAPIRO, M. (2002). “Economias de escala e escopo”. In: KUPFER, D., HASENCLEVER, L. (org.). *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus.
- LOPES, L.M., VASCONCELLOS, M.A. et al. (1998). *Manual de macroeconomia*. 1ª edição. São Paulo: Atlas.
- MACHADO, G.V. (2002). *Estimativa da contribuição do setor petróleo ao produto interno bruto do Brasil*. SEE/ANP.

- MARTIN, J.M. (1990). *L'Économie Mondiale de l'Énergie*. Paris: Éditions La Découverte (Edição Brasileira, 1992: *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: UNESP).
- MINADEO, R. (2002). *Petróleo, a maior indústria do mundo*. 1ª edição. Rio de Janeiro: Thex Editora.
- MIROW, K.R. (1978). *A ditadura dos cartéis*. Rio de Janeiro: Editora Civilização Brasileira S.A
- OIL AND GAS JOURNAL (2004). “Offshore sector’s total oil, gas production has risen “steadily” over past decade, study says”. (www.ogj.pennnet.com)
- OLIVEIRA, M.T.R. (2002). Nota de aula. Departamento de economia.UNB.
- ONIP (2000). *Impacto econômico da expansão da indústria do petróleo*: Relatório final da pesquisa realizada pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro sob encomenda da ONIP. Rio de Janeiro.
- OPEC (2004). www.opec.com
- PETROBRAS (1997). *Principais Indicadores*. Rio de Janeiro: SERPLAN/Petrobras.
- PETROBRAS (2004). www.petrobras.com.br
- PETROBRAS (2005). Plano estratégico 2004/2010. (www.petrobras.com.br)
- PETROLEUM ECONOMIST (1998). “Leaders in technology and depth”. (www.petroleum-economist.com).
- PIQUET, R. et al (2003). *Petróleo, royalties e região*. 1ª edição. Rio de Janeiro: Editora Garamond.
- POSTALI, F.A.S. (2000). *Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*. Tese de M.Sc, Departamento de Economia/USP.
- POWER (2002). www.power.inf.br

- RETZ, P.F. (2003). *Mercado de distribuição de combustíveis: competição e regulação*. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.
- ROSSETTI, J.P. (1995). *Contabilidade social*. 7ª edição. São Paulo: Editora Atlas.
- SANDRONI, P. (1999). *Novíssimo dicionário de economia*. 1ª edição. São Paulo: Editora: Best Seller.
- SANTOS, S.H (2001). *Royalties de petróleo, a luz do direito positivo*. Rio de Janeiro: Editora Esplanada.
- SATHLER, M. (2000). *Análise da evolução do sistema de formação de preços dos derivados de petróleo no Brasil*. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- SHELL (2004). www.shell.com.br
- SINDIPETRO (2004). www.sindipetro-ce.org.br
- SIMÃO, N.B. (2001). *A reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A Questão da tributação*. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- SMITH, P.S. (1978). *Petróleo e política no Brasil moderno*. 1ª edição. Brasília: Editora da Universidade de Brasília – Art Nova.
- SINDICOM (2004). www.sindicon.com.br
- TAVERNE, B. (1999). *Petroleum, industry and governments. An introduction to petroleum regulation, economics and government policies*. London: Kluwer Law International.
- TENDÊNCIAS (2003). *Refino nacional, análise estratégica e tecnologia*. Projeto CTPETRO, nº 9.
- TOLMASQUIM, M.T., SCHAEFFER, R., SZKLO, A.S., TAVARES, M.E.E. (2000). *Liberação das importações de derivados de petróleo no Brasil*. COPPE/UFRJ. 2000. Rio de Janeiro.

- TUGENDHAT, C., HAMILTON, A. (1975). *Oil, the biggest business*. London: Eyre Methuen London.
- TUSIANI, M.D. (1996). *The Petroleum shipping industry: a nontechnical overview*. Vol I. Tulsa: PennWell Publishing Company.
- UNITED NATIONS (1968). *A system of National Accounts, SNA – 68*. Studies en Methods, Series F, nº 2.
- YERGIN, D. (1990). *The prize: the epic quest for oil, money and power*. (Edição Brasileira, 1993: *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta.)
- ZAMITH, M.R. (1999). *A indústria para-petroleira nacional e o seu papel na competitividade do “diamante petroleiro” brasileiro*. Tese de M.Sc, Programa interunidades de pós-graduação em energia/USP.
- WILBERG, J.A. (1974). *Consumo brasileiro de energia: dispêndios de energia primária no período 1941-72*.

ANEXO

TABELA A.1: Composição do Produto Interno Bruto sob as três óticas - 1997-2001

Componentes do Produto Interno Bruto	Valor (R\$1 000 000 correntes)				
	1997	1998	1999	2000	2001
A - Ótica da produção					
Produto Interno Bruto	870 743	914 188	973 846	1 101 255	1 200 060
Produção	1 479 024	1 554 646	1 721 662	2 001 880	2 222 129
Impostos sobre produtos	90 321	93 400	103 387	119 394	134 967
Consumo intermediário (-)	698 602	733 858	851 202	1 020 019	1 157 036
B - Ótica da renda					
Produto Interno Bruto	870 743	914 188	973 846	1 101 255	1 200 060
Remuneração dos empregados	326 145	355 272	371 501	417 072	444 002
Salários	241 949	257 225	267 065	295 229	316 515
Contribuições sociais efetivas	50 051	55 198	58 698	65 952	71 118
Contribuições sociais imputadas	34 146	42 849	45 738	55 891	56 369
Rendimento de autônomos (rendimento misto)	48 630	51 100	55 358	58 616	60 469
Excedente operacional bruto	372 396	380 016	394 598	447 492	491 716
Impostos líquidos de subsídios sobre a produção e importação	123 572	127 800	152 388	178 075	203 873
C - Ótica da despesa					
Produto Interno Bruto	870 743	914 188	973 846	1 101 255	1 200 060
Consumo final	704 200	741 038	792 529	880 655	957 836
Despesa de consumo das famílias	545 698	566 192	606 701	670 702	727 095
Despesa de consumo da administração pública	158 502	174 847	185 828	209 953	230 741
Formação bruta de capital	187 187	193 056	196 336	237 255	254 126
Formação bruta de capital fixo	172 939	179 982	184 098	212 384	233 376
Variação de estoque	14 248	13 074	12 238	24 871	20 750
Exportação de bens e serviços	65 356	67 862	100 136	117 423	158 501
Importação de bens e serviços (-)	86 000	87 769	115 154	134 079	170 403

Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Departamento de Contas Nacionais.

TABELA A.2: Pesquisa Industrial Anual (PIA) 2001 – em R\$1.000 (valores correntes)

Grupo de Atividades	Valor da Transformação Industrial (VTI)
Indústrias extrativas	
Extração de carvão mineral	172 764
Extração de petróleo e serviços correlatos	8 644 228
Extração de petróleo e gás natural	8 397 924
Serviços relacionados com a extração de petróleo e gás – exceto a prospecção realizada por terceiros	246 304
Indústrias de transformação	
Refino de petróleo	26 044 098
Fabricação de produtos químicos orgânicos	3 993 050
Fabricação de resinas e elastômeros	3 526 199
Fabricação de fibras, fios, cabos e filamentos contínuos artificiais e sintéticos	650 501

Fonte: Pesquisa Industrial Anual/IBGE, 2003

TABELA A.3 : Demonstração do valor adicionado da Petrobras-2002, em R\$ 1.000
(valores correntes)

Consolidado⁸⁹	2002
Receitas	
Vendas de produtos e/ou serviços e receitas não operacionais	98.936.972
Insumos adquiridos de terceiros (-)	37.184.237
Matéria-prima consumida	8.000.491
Custo das mercadorias e serviços vendidos	16.159.699
Materiais, energia, serviços e outros	13.024.047
VALOR ADICIONADO BRUTO	61.752.735
Retenções (-)	
Depreciação, amortização e custo com abandono	4.797.838
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	56.954.897
Valor adicionado recebido em transferência (+)	8.760.480
Resultado de participações em investimentos relevantes	1.097.693
Receitas financeiras	6.811.766
Amortização de ágios e deságios	245.257
Correção monetária de balanço	605.764
VALOR ADICIONADO TOTAL	65.715.377
DISTRIBUIÇÃO DO VA	65.715.377
Pessoal	3.501.275
Salários, vantagens e encargos	3.057.181
Participações dos empregados e administradores	444.094
Entidades governamentais	39.875.653
Impostos, taxas e contribuições	32.846.962
Participações governamentais	6.922.856
Imposto de renda/contribuição social diferidos	105.838
Instituições financeiras e fornecedores	
Despesas financeiras, juros, aluguéis e afretamentos	14.891.237
Acionistas:	7.447.212
Participação minoritária	650.579
Dividendos (-)	2.812.302
Lucros retidos	5.285.489

Fonte: CVM (2003).

⁸⁹ O resultado consolidado da Petrobras engloba as atividades de suas subsidiárias nas seguintes áreas: exploração & produção, abastecimento, distribuição, gás & energia e internacional, (DFP, 2002).

TABELA A.4: Participação das distribuidoras de combustíveis no mercado nacional (%), 1964/1989

Ano	BR	Esso	Shell	Atlantic	Texaco	Ipiranga	Pequenas	Outras
1964	5,4	36,8	27,9					29,9
1965	10,0	33,0	24,4					32,6
1966	11,9	31,6	24					32,5
1967	12,3	31,7	23,9					32,1
1968	14,7	30,4	23,8					31,1
1969	15,9	39,2	23,8					21,1
1970	15,0	28,5	24,5					32,0
1971	21,1	26,1	23,3					29,5
1972	25,34	24,26	24,71	8,80	8,43	6,84	1,29	0,33
1973	29,58	21,64	23,04	8,38	8,41	6,73	1,27	0,95
1974	32,60	18,95	22,94	8,32	8,21	6,76	1,27	0,95
1975	33,19	17,97	21,98	8,16	8,33	6,69	1,12	2,56
1976	34,04	17,69	21,92	8,13	8,15	6,84	1,03	2,20
1977	34,89	17,2	21,61	8,08	8,30	6,72	1,02	2,18
1978	35,21	16,69	21,09	8,13	8,44	6,69	0,99	2,76
1979	35,32	16,22	20,93	8,15	8,41	7,08	1,00	2,89
1980	35,69	16,15	20,75	8,11	8,38	7,36	1,04	2,52
1981	36,25	15,80	20,45	8,15	8,56	7,68	1,05	2,06
1982	35,86	15,53	20,35	8,37	8,79	7,97	1,07	2,06
1983	35,54	15,53	20,26	8,52	8,91	8,3	1,11	1,83
1984	35,87	14,96	19,89	8,78	8,99	8,52	1,15	1,84
1985	35,76	14,86	20,09	8,98	8,66	8,71	1,16	1,78
1986	37,2	14,21	19,68	9,03	8,4	8,58	1,15	1,75
1987	37,87	13,81	20,02	8,74	8,19	8,39	1,35	1,63
1988	38,34	12,2	20,68	8,42	8,36	8,43	1,61	1,96
1989	37,29	11,57	21,54	8,73	8,7	8,48	1,71	1,98

Fonte: RETZ, 2003.

TABELA A.5: Valor agregado das distribuidoras de combustível, em preços constantes a 2003 (R\$ mil), 1972/1989

	Esso	Shell	Atlantic	Texaco	Ipiranga	Outras	Total
1972	51.086	52.034	18.531	17.752	14.404	3.411	157.218
1973	43.434	46.244	16.820	16.880	13.508	4.456	141.341
1974	54.485	65.958	23.922	23.606	19.436	6.383	193.790
1975	73.494	89.895	33.373	34.068	27.361	15.051	273.242
1976	85.454	105.888	39.273	39.370	33.042	15.603	318.629
1977	86.384	108.532	40.580	41.685	33.750	16.071	327.003
1978	88.423	111.734	43.072	44.715	35.443	19.867	343.255
1979	69.799	90.067	35.072	36.190	30.467	16.740	278.334
1980	154.575	198.603	77.623	80.207	70.444	34.074	615.526
1981	194.239	251.404	100.193	105.233	94.415	38.233	783.717
1982	132.456	173.566	71.388	74.970	67.976	26.696	547.051
1983	189.162	246.776	103.777	108.528	101.098	35.811	785.151
1984	153.564	204.170	90.126	92.282	87.457	30.692	658.292
1985	244.752	330.893	147.905	142.635	143.458	48.423	1.058.066
1986	208.778	289.145	132.672	123.416	126.060	42.608	922.678
1987	180.208	261.242	114.049	106.872	109.482	38.886	810.738
1988	200.977	340.673	138.707	137.719	138.872	58.811	1.015.759
1989	113.786	211.836	85.856	85.561	83.397	36.290	616.725

Fonte: Elaboração própria a partir de IPEA (2004), RETZ (2003), MACHADO (2002,); IBGE (2002a, 2004a, 2004b, 2004c), CVM (2004; 2003; 2002; 2001; 2000; 1999), PETROBRAS (1997).

Nota: Para o cálculo do valor agregado das distribuidoras as participações foram transformadas de modo que o mercado total não existisse a BR Distribuidora.

TABELA A.6: Valor agregado trimestral da Petrobras, em preços constantes a 2003 (R\$ mil), 1999/2004

R\$ mil	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	4º trimestre
1999	5.999.444	4.553.991	7.740.413	7.416.353
2000	7.776.246	8.779.261	10.469.406	11.723.845
2001	12.316.530	13.784.918	13.123.135	10.798.041
2002	11.997.088	17.008.406	20.062.204	16.647.679
2003	22.701.699	17.648.072	22.081.226	18.565.344
2004	21.583.060	24.790.940	23.195.038	27.629.962

Fonte: CVM (2004; 2003; 2002; 2001; 2000; 1999); IPEA (2004).

QUADRO A1: Eventos que contribuíram para o crescimento da produção de petróleo, 1999/2003

2003
<ul style="list-style-type: none"> • entrada em operação de novos poços no campo de Roncador, na Bacia de Campos; • início de produção, a partir de 12 de agosto, dos campos de Bijupirá e Salema, do consórcio Shell/Petrobras, através do FPSO Fluminense. A produção média total do Consórcio operado pela Shell no mês de dezembro foi de 47,4 mil bpd, sendo 20% pertencentes à Petrobras.
2002
<ul style="list-style-type: none"> • Destacada performance operacional do campo de Marlim Sul, tendo a plataforma semi-submersível P-40 atingido a produção de 150 mil barris por dia (bpd) com apenas seis meses de operação; • Entrada em operação de novos poços na Bacia de Campos, principalmente nos campos de Marlim Sul, Marlim, Albacora e Espadarte; • Início de produção do campo de Jubarte (com o navio de posicionamento dinâmico Seillean) a partir de uma nova descoberta confirmada em 2002, com uma produção média de 16 mil bpd de óleo a partir de 24 de outubro, atingindo 18 mil bpd em dezembro; • Apesar de não ter contribuído significativamente para o nível de produção alcançado em 2002, deve-se destacar a retomada da produção do campo de Roncador em 08 de dezembro, a partir do FPSO Brasil, com produção inicial de 22 mil bpd de óleo.
2001
<ul style="list-style-type: none"> • A plataforma semi-submersível P-40 e o FSO (unidade flutuante de armazenamento e transferência) P-38 iniciaram a produção do Módulo 1 do Campo de Marlim Sul (RJ) em 17 de dezembro de 2001, tendo atingido 78 mil bpd no final do ano; • No Campo de Marlim, foram interligados 13 poços produtores às plataformas P-26, P-35 e P-37; • As unidades de coleta/tratamento de óleo e de processamento de gás natural da Província do Rio Urucu, na Bacia do Solimões (AM), alcançaram, em outubro, uma produção média mensal recorde de 59,7 mil bpd de óleo e LGN, e de 7,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural.
2000
<ul style="list-style-type: none"> • A plataforma semi-submersível P-36, que iniciou a produção do Módulo 1 do Campo de Roncador em maio de 2000, atingindo 74 mil bpd no fim do ano; • A plataforma FPSO P-37 que entrou em operação em julho de 2000 no Campo de Marlim, produzindo no final do ano cerca de 28 mil bpd; • FPSO VI do Campo de Espadarte, que começou a operar em agosto de 2000 e em dezembro atingiu uma produção aproximada de 26 mil bpd;
1999
<ul style="list-style-type: none"> • Entrada em produção do campo de Roncador, da plataforma P-35 no Campo de Marlim e ao desempenho das plataformas P-19 (marlim), P-34 (Barracuda), P-09 (Corvina) e P-13 (Bijupirá)

Fonte: CVM (2003, 2002, 2001, 2000).