

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
CENTRO TECNOLÓGICO
MESTRADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

FERNANDO JOSE LOPES JUNIOR

**ANÁLISE DO PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO E AÇÕES DE MERCADO DAS
EMPRESAS DE PETRÓLEO FACE A ABERTURA DE MERCADO**

Niterói
2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

FERNANDO JOSE LOPES JUNIOR

**ANÁLISE DO PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO E AÇÕES DE MERCADO DAS
EMPRESAS DE PETRÓLEO FACE A ABERTURA DE MERCADO**

Dissertação apresentada ao Curso de
Mestrado em Engenharia de Produção
da Universidade Federal Fluminense,
como requisito parcial para obtenção
do Grau de Mestre.

Orientador: José Rodrigues de Farias Filho, D. Sc.

Niterói
2007

FERNANDO JOSE LOPES JUNIOR

**ANÁLISE DO PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO E AÇÕES DE MERCADO DAS
EMPRESAS DE PETRÓLEO FACE A ABERTURA DE MERCADO**

Dissertação apresentada ao Curso de
Mestrado em Engenharia de Produção
da Universidade Federal Fluminense,
como requisito parcial para obtenção
do Grau de Mestre.

Aprovado em Dezembro de 2007.

Banca Examinadora

José Rodrigues de Farias Filho, D. Sc. - Orientador

UFF

Prof. Gilson Brito Alves Lima

UFF

Prof. Assed Naked Haddad

UFRJ

Niterói

2007

DEDICATÓRIA

A minha amada esposa, Samara Lopes, que fez com que não desistisse em nenhum momento deste trabalho. Agradeço a ela por sempre acreditar que posso alcançar meus objetivos. Ela consegue me transmitir uma certeza tamanha de meu sucesso que me dá forças para continuar querendo sempre extrair o que de melhor há em mim.

A minha mãe, Glória Barreto, exemplo de amor ao próximo, exemplo de que não precisamos de muito para podermos ajudar a quem tem menos que nós, exemplo de vida, obrigado por ser quem você é.

A minha avó, Laura Lopes, exemplo vivo de que sabedoria não se restringe a escolas e universidades.

A minha irmã, Luciana, e sobrinhas, Fernanda e Nathalia, mulheres que sempre amarei e com as quais estou sempre aprendendo.

Ao meu quase Pai, Jorge Almeida, um cara que em sua aparência de machão inabalável se mostrou um amigo e tanto durante a minha vida.

A minha imensa e amada família, cada um de vocês ajudou a que me transformasse em quem sou hoje, obrigado por serem assim.

A meu eterno, amado e inesquecível pai, Fernando Lopes do qual tenho muito orgulho de carregar o nome. Sei que você está compartilhando e me ajudando a alcançar cada um dos objetivos ultrapassados nestes últimos anos, obrigado pelos ensinamentos deixados, saudades eternas.

Fernando José Lopes Junior

AGRADECIMENTO

Ao Amigo, Professor e Orientador José Rodrigues pela ajuda e solicitude em todos os momentos durante a elaboração desta dissertação. Sem seu apoio, mesmo quando os prazos pareciam inalcançáveis, tenho certeza de que não conseguiria o almejado objetivo. Agradeço também todo o conhecimento compartilhado que muito acrescentou a este trabalho.

Aos demais professores da Universidade Federal Fluminense que são parte fundamental do profissional que me tornei nunca tendo, mesmo com suas agendas cheias de compromisso, me recusado auxílio nos estudos nestes sete anos de universidade desde meu ingresso na graduação no ano de 2000.

Aos membros das empresas de petróleo abordadas nesta dissertação que quando possível me receberam para conversar sobre o trabalho desenvolvido, dando *inputs* significativos para a elaboração dos estudos realizados.

Aos amigos da Petrobras que me incentivaram a realizar este trabalho me mostrando a importância do mesmo para o meu desenvolvimento profissional e acadêmico.

RESUMO

Como forma de se avaliar na prática diversas teorias sobre estratégias de mercado e econômicas, o mercado de petróleo tem atraído grande parte dos estudiosos. O ambiente de negócios tem sofrido diversas e significativas mudanças, desafiando as organizações empresariais e atraindo o foco de pesquisas acadêmicas. Desde a abertura do mercado petrolífero com a Lei nº 9.478 de 1997, o mesmo se encontra competitivo e agressivo, havendo possibilidade de entrantes potenciais no mercado e, conseqüentemente, divisão de *market-share*. A presente dissertação visa estudar essas mudanças e suas conseqüências. O estudo abordou separadamente os três principais seguimentos da indústria, *Upstream*, *Mildstream* e *Downstream*. Após a Lei nº 9.478, as grandes empresas petrolíferas voltaram suas atenções para o Brasil, já que agora não estariam restritas apenas à distribuição, podendo investir na verticalização de suas organizações. Entretanto, na área de refino, não houve até o momento o interesse de ingresso dessas no segmento, em parte em função das mesmas terem ociosidade em suas refinarias fora do país, mas também pelo mercado já estar sendo atendido em sua quase totalidade pelas refinarias anteriores a abertura do mercado em território nacional. Por sua vez, na área de distribuição, a entrada de empresas independentes e com atuação localizada ou regional concentrou cerca de 25% do volume de vendas, tal fato fez com que as *majors* demonstrassem interesse em direcionar seus investimentos para o *upstream*, reduzindo os que seriam destinados para a distribuição. A abertura de mercado proporcionou tamanha revolução nos investimentos que não só o segmento de petróleo foi atingido, eles possibilitaram desenvolvimento da indústria nacional fornecedora de materiais, equipamentos, componentes e serviços para o próprio setor de petróleo em crescente expansão.

Palavras-chave: Petróleo. Abertura de Mercado. Estratégia.

ABSTRACT

In order to evaluate different theories about market and economic strategies in practice, the oil market has attracted much of scholars. The business environment has suffered many and significant changes, challenging business organizations and attracting the focus of academic research. Since the market oil was open by the Law n° 9.478 of 1997, Petrobras has encountered a more competitive and more aggressive market, facing the possibility of potential entrants in the market add, therefore, division of market-share. This paper aims to examine these changes and their consequences, primarily for Petrobras. Petrobras had, for about 42 years, monopoly of the oil sector. As holder of the largest share of oil reserves in Brazil, Petrobras has comparative advantages, which ensured that, even with the opening of the oil market, figure as the largest oil company in the territory, earning the highest profitability within and outside this sector. After the Law n° 9.478, the major oil companies returned their attention to Brazil, as now they would not be restricted only to distribution, and may invest in verticalisation of their organizations. About the refining area, against all expectations and forecast made, Petrobras rose further its market-share. On other way, about the distribution area, the entry of independent companies with local or regional expertise concentrated about 25% of sales. Because of this fact, majors showed interest in directing their investments to the upstream, reducing those would be intended for distribution. The open oil market provided such investments revolution that not only the segment of oil has been reached, they enable development of the national industry supplier of materials, equipment, components and services for the growing expansion oil industry itself.

Keywords: Petrobras. Oil. Open Market. Strategy.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	11
1.1 – Contextualização do Tema	11
1.2 – Formulação da Situação Problema.....	12
1.3 – Objetivo	13
1.3.1 – Objetivos Gerais	13
1.3.2 – Objetivos Específicos	14
1.4 – Questões de Pesquisa	14
1.5 – Justificativa da Dissertação	15
1.6 – Metodologia.....	16
1.7 – Delimitação do Estudo	16
1.8 – Estrutura da Dissertação	17
2 – CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS	19
2.1 – As Estratégias Enquanto Fator de Competitividade	19
2.2 – A Busca da Vantagem Competitiva	22
2.3 – A Estratégia de Diferenciação	25
2.4 – A Diferenciação de Produto para as Empresas Multi-Produtoras	26
2.5 – Redução dos Custos Transacionais	27
2.6 – Estratégia de Integração Vertical	29
2.7 – Estratégia de Internacionalização (Globalização)	34
3 – FATORES DETERMINANTES DE COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO	37
3.1 – História do Mercado de Petróleo e as Estratégias das Empresas de Petróleo no Mundo	38
3.2 – Panorama das Estratégias da Indústria de Petróleo no Brasil Antes da Abertura do Setor	52
3.2.1 – Antes da Criação da Petrobras	52
3.2.2 – A Criação e Consolidação da Petrobras	59
3.2.3 – A Nova Regulação do Setor Petrolífero Brasileiro	64
3.2.3.1 – Objetivos Anteriores do Estado	65
3.2.3.2 – Novos Objetivos, Papel do Regulador	65

4 – AS ESTRATÉGIAS GERAIS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE ÀS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO	71
4.1 – Petrobras	71
4.2 – Empresas Incumbentes – Privadas	81
4.2.1 – Esso	81
4.2.2 – Shell	83
4.2.3 – Ipiranga	85
4.2.4 – Texaco	88
4.3 – Empresas Entrantes	89
4.3.1 – BP	89
4.3.2 – Repsol-YPF	90
4.4 – Considerações Sobre as Estratégias Gerais das Empresas	92
5 – AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO NO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (<i>UPSTREAM</i>)	93
5.1 – Visão do Segmento	93
5.2 – Petrobras	102
5.3 – Novos Entrantes no <i>Upstream</i>	108
5.3.1 – Shell	108
5.3.2 – Ipiranga	111
5.3.3 – Chevron (Texaco)	111
5.3.4 – Repsol-YPF	112
5.3.5 – Esso	113
5.4 – Considerações Sobre o Segmento de Exploração e Produção	114
6 – AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO NO ABASTECIMENTO E REFINO (<i>MILDSTREAM</i>)	116
6.1 – Petrobras	116
6.2 – Ipiranga	121
6.3 – Repsol-YPF	123
6.4 – Considerações Sobre o Segmento de Abastecimento e Refino	125

7 – AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO (<i>DOWNSTREAM</i>)	127
7.1- Antes da Mudança do Marco Regulatório	127
7.2 – Após a Mudança do Marco Regulatório	128
7.3 – Petrobras Distribuidora (BR)	139
7.4 – Ipiranga	143
7.5 – Esso	147
7.6 – Shell	151
7.7 – Chevron	157
7.8 – Principais Entrantes (Repsol-YPF, Ale, Satélite, Charrua)	161
8 – CONCLUSÃO	166
BIBLIOGRAFIA	175

1 INTRODUÇÃO:

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA:

O setor petrolífero tem sido um dos mais interessantes laboratórios de testes de diversas estratégias originárias do meio acadêmico. "De certa forma, as empresas desse setor detêm características específicas que as credenciam como principais interessadas no aperfeiçoamento do processo de planejamento, já que são organizações de grande porte, com investimentos espalhados em diversas fases do fluxo de petróleo (do *upstream* ao *downstream*) e muitas vezes com atividades diversificadas para além do seu principal negócio" (FREIRES, 1996).

A história da Petrobras (empresa criada pela Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953) remonta aos debates, ao final da Primeira República, em torno da nacionalização das jazidas de petróleo brasileiras. As recorrentes dificuldades de abastecimento de petróleo e derivados só fizeram reforçar o grupo dos que identificavam o setor petrolífero como de caráter estratégico para a economia e soberania do país. Tal como ocorrido em outros países da América Latina, a opção da sociedade brasileira tendia a ser pela exclusão das companhias estrangeiras das etapas de exploração e refino do petróleo. À Petrobras foi conferido o monopólio da extração do petróleo, cabendo às companhias estrangeiras, nesse desenho, o mercado distribuidor de combustíveis.

O ambiente dos negócios sofreu importantes mudanças ao longo das últimas décadas. As organizações empresariais, de todos os portes e dos mais diversos ramos, foram desafiadas por fatores relacionados à abertura de economias anteriormente protegidas, à acirrada competição, à nova economia e à velocidade

das mudanças tecnológicas, políticas e culturais.

A quebra do monopólio legal que fazia com que a Petrobras fosse a única empresa após 1954 a possuir a concessão da exploração e refino de petróleo no Brasil através da lei nº 2.004 de 03 (três) de outubro de 1953 (mil novecentos e cinquenta e três) permitiu que outras empresas participassem destas atividades, desde que obtivessem o direito de concessão junto a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Na visão de MIRANDA (2004), a Lei nº 9.478 é um retrocesso no processo de lutas que marcaram o desenvolvimento da indústria de petróleo nacional com destaque para a criação da Petrobras num momento onde nenhuma empresa tinha o interesse em investir na Exploração e no Refino.

Em contrapartida, o governo vigente na época da aprovação da Lei tinha como discurso que o principal objetivo era a geração de uma maior competitividade entre os antigos e novos atores do mercado (empresas privadas nacionais e estrangeiras), transmitindo a coordenação e controle a um novo órgão regulador, a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Inserido no contexto apresentado, esta dissertação visa o estudo das ações de mercado tomadas pelas empresas do mercado visando o entendimento da postura estratégica de cada empresa face ao novo cenário de livre acesso a todos os setores da cadeia de petróleo nacional.

1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA:

O mercado brasileiro de Petróleo tem passado desde sua abertura por constantes mudanças no que tange o setor de Distribuição e o de Exploração e Produção. Em distribuição, por exemplo, as empresas estabilizadas passaram por momentos de crise como nunca havia ocorrido anteriormente, enquanto as pequenas e médias empresas alcançaram representatividade de mercado acima do esperado.

Acrescenta-se a isso, o fato do mercado de derivados em questão estar num

cenário de baixo crescimento, tendo o volume de vendas aumentado apenas 1% ao ano no período de 2000 a 2006 (ANP, 2007). O ambiente competitivo coloca às empresas do setor de petróleo a necessidade de uma resposta à questão: "Quais as estratégias a serem adotadas no País face à conjectura atual do mercado 10 anos após a abertura ocasionada pela Lei n° 9.478?".

Sabe-se que a flexibilidade das empresas em mudar suas estratégias é um fator de competitividade dominante (CHEVALIER, 1995), que pode conduzi-las a rumos diferenciados. Adicionalmente, a adoção de uma estratégia errônea levaria a empresa a uma perda de competitividade e, conseqüentemente, da sua parcela de mercado (ALVEAL, *et al*, 1994). Levando-se em consideração os altos investimentos necessários neste mercado, uma estratégia errada pode levar uma empresa à bancarrota.

1.3 OBJETIVO:

Seguindo toda a movimentação da economia e do mercado ocorrida desde sua abertura na década de 90, o segmento de energia, mais especificamente o de petróleo, também sofreu impacto. Esta dissertação tem como objetivos:

1.3.1 Objetivos Gerais:

A presente dissertação visa estudar as modificações ocorridas nas estratégias e ações de mercado das empresas de petróleo com a flexibilização do setor no Brasil, após a Lei n° 9.478, de 06 (seis) de agosto de 1997 (mil novecentos e noventa e sete) denominada Lei do Petróleo.

Pretende-se, também, apresentar uma análise do mercado desse segmento frente a possibilidade de entrada de novas empresas atuantes em uma área onde até então a Petrobras exercia monopólio. Além da nova reorganização distributiva do mercado.

1.3.2 Objetivos Específicos:

Como desmembramento do objetivo geral, a dissertação procura analisar as motivações e os efeitos das estratégias de negócio adotadas pelas empresas participantes no mercado, utilizando-se como insumo as principais questões da abertura do mercado de petróleo em 1997 através das seguintes vertentes:

- Analisar as estratégias de mercado adotadas pelas empresas estudadas em cada um dos segmentos abordados;
- Analisar a própria evolução dos segmentos do mercado de petróleo nos últimos 10 anos;
- Estudar a nova dinâmica competitiva do mercado;
- Analisar a evolução dos investimentos na indústria;
- Analisar o desenvolvimento do segmento *upstream* tanto no que tange à produtividade, quanto no que diz respeito à descoberta de novas reservas;
- Discorrer sobre os motivos os quais conduziram a Petrobras à manutenção do monopólio no *mildstream* e;
- Analisar o impacto dos novos entrantes, principalmente as pequenas e médias distribuidoras no segmento *downstream*.

1.4 QUESTÕES DE PESQUISA:

Procurando uma elucidação ao problema apresentado e atender a expectativa do presente trabalho, pretende-se oferecer respostas às seguintes questões de pesquisa:

- Quais as estratégias adotadas pelas principais empresas do mercado face à Lei n° 9.478?
- Quais foram as principais alterações do mercado desde 1997?

– Quais os principais impactos em cada um dos 3 segmentos da cadeia de petróleo nos últimos 10 anos?

– Houve impacto na hegemonia detida pela Petrobras nos segmentos de *upstream* e *mildstream* e em que proporções ele se deu frente à abertura do mercado?

1.5 JUSTIFICATIVA DA DISSERTAÇÃO

Os reflexos e possíveis projeções referentes aos impactos da Lei n° 9.478 de 1997 ainda foram pouco estudados no Brasil. Por se tratar de uma questão de relevância nacional em função de sua importância para o desenvolvimento do país, assim como pela oportunidade de realizar um estudo inovador, este tema foi abordado nesta dissertação.

O meio acadêmico tende a acompanhar as mudanças ocorridas no ambiente de negócios. Até bem pouco tempo atrás, pesquisas sobre o campo de petróleo eram focadas apenas num âmbito mais específico e aprofundado, interessando somente aqueles que já atuavam na área. O mercado, porém, tem exigido, cada vez mais, pessoas altamente qualificadas e com certa experiência, mesmo que acadêmica. O setor de petróleo ainda tem muito a ser explorado academicamente, tencionando a buscar profissionais com formação acadêmica específica na área de petróleo. Conseqüentemente, novas formações profissionais estão surgindo, como, por exemplo, a graduação em engenharia de petróleo na Universidade Federal Fluminense. Atualmente, jovens vêm demonstrando interesse em desenvolver carreira como petroleiros e a presente dissertação tem como intuito ressaltar a importância do tema, servindo, até mesmo, como base de futuros estudos e referência bibliográfica.

A escolha do tema desta dissertação visou também aproveitar o conhecimento de mercado adquirido de seu autor em sua curta carreira profissional levando-se em conta que o mesmo conhece internamente dois dos principais “*players*” que são abrangidos por este trabalho, a Petrobras (empresa que era detentora do monopólio no *upstream* e atual emprego do autor) e a Shell (uma das *majors* existentes no segmento de distribuição do mercado nacional antes da abertura do mesmo e antigo

emprego do autor).

1.6 METODOLOGIA:

As análises realizadas nesta dissertação sobre o setor de petróleo brasileiro foram baseadas num estudo minucioso sobre os anuários estatísticos da ANP e das empresas destacadas ao longo da dissertação (Petrobras, Esso, Ipiranga, Shell, Repsol-YPF, Texaco) como também dos relatórios financeiros, contábeis e de responsabilidade social e ambiental das empresas desde a abertura do mercado ocorrida em 1997. A escolha desse elenco de empresas levou em consideração a especificidade de cada uma e o seu diferencial de competitividade no mercado, como no caso da Repsol-YPF, por ter sido uma das empresas entrantes no momento da abertura do mercado.

Visando completar os estudos, foram realizadas reuniões com representantes das principais empresas estudadas visando um alinhamento do entendimento das estratégias corporativas de cada empresa.

1.7 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO:

Diante do quadro inicial de abertura de mercado exposto acima, analisou-se o comportamento das estratégias das empresas estabelecidas no mercado, comparando-as com as novas, chamadas de "entrantes". Em função da complexidade do mercado este estudo foi realizado separando a cadeia produtiva da indústria em três fases, a saber: Exploração e Produção (*Upstream*), Refino (*Mildstream*) e Distribuição (*Downstream*).

Delinearam-se, assim, as empresas em quatro grupos:

- No primeiro encontra-se a antiga empresa monopolista na exploração e no refino (Petrobras),
- No segundo fazem parte as empresas já estabelecidas no mercado

(Petrobras, Esso, Shell, Ipiranga¹, Chevron),

– No terceiro estão as multinacionais entrantes (BP, Repsol-YPF) e

– No quarto e último grupo analisa-se as pequenas e médias empresas voltadas para a distribuição.

A análise recorreu à literatura técnica e histórica tendo destaque na parte técnica tanto econômica quanto no campo da administração de empresas: AAKER (1994), FREIRES (1996) e PORTER (2004), dentre outros. Examinou-se, ainda, a forma pela qual se deu o processo de mudança da indústria de petróleo no Brasil e os respectivos reflexos decorrentes das alterações ocorridas na indústria petrolífera a nível mundial.

1.8 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO:

Esta dissertação está dividida em oito capítulos, incluindo a Introdução e a Conclusão.

O segundo capítulo expõe ao leitor as principais considerações teóricas que embasam as análises realizadas nesta dissertação quanto às estratégias das empresas de petróleo no Brasil.

O terceiro capítulo fornece uma visão panorâmica do processo de desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil e no mundo. Parte-se do período anterior à criação da Petrobras e finaliza-se com a mudança do marco regulatório.

O quarto capítulo indica como as estratégias empresariais genéricas vêm se alterando no setor do petróleo brasileiro sob influência da nova legislação e dos acontecimentos internacionais que vêm movimentando o setor.

¹ Em função da venda da Ipiranga durante o estudo em questão, a mesma será analisada junto com as demais empresas de mercado. Ao final do estudo é feita uma análise sobre esta negociação que não tem precedentes na história da indústria nacional de petróleo.

O quinto capítulo foca no segmento de Exploração e Produção o qual historicamente no mercado de petróleo faz com que as empresas possam auferir retornos acima da média de mercado.

O sexto capítulo apresenta as pequenas mudanças ocorridas no segmento de distribuição, segmento no qual a Petrobras manteve o seu monopólio não dando espaço para possíveis entrantes de mercado.

O sétimo capítulo focaliza no conturbado mercado de distribuição nacional, aonde as grandes empresas vem sofrendo muito com a entrada das pequenas e médias distribuidoras e com a falta de controle do setor.

O oitavo capítulo apresenta algumas conclusões quanto às mudanças efetivas na exploração, refino e distribuição da indústria brasileira de petróleo e quanto à remodelação das estratégias das empresas como: internacionalização, verticalização, diversificação e redução de custos ocorridos a partir da queda do monopólio da Petrobras.

2 CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS:

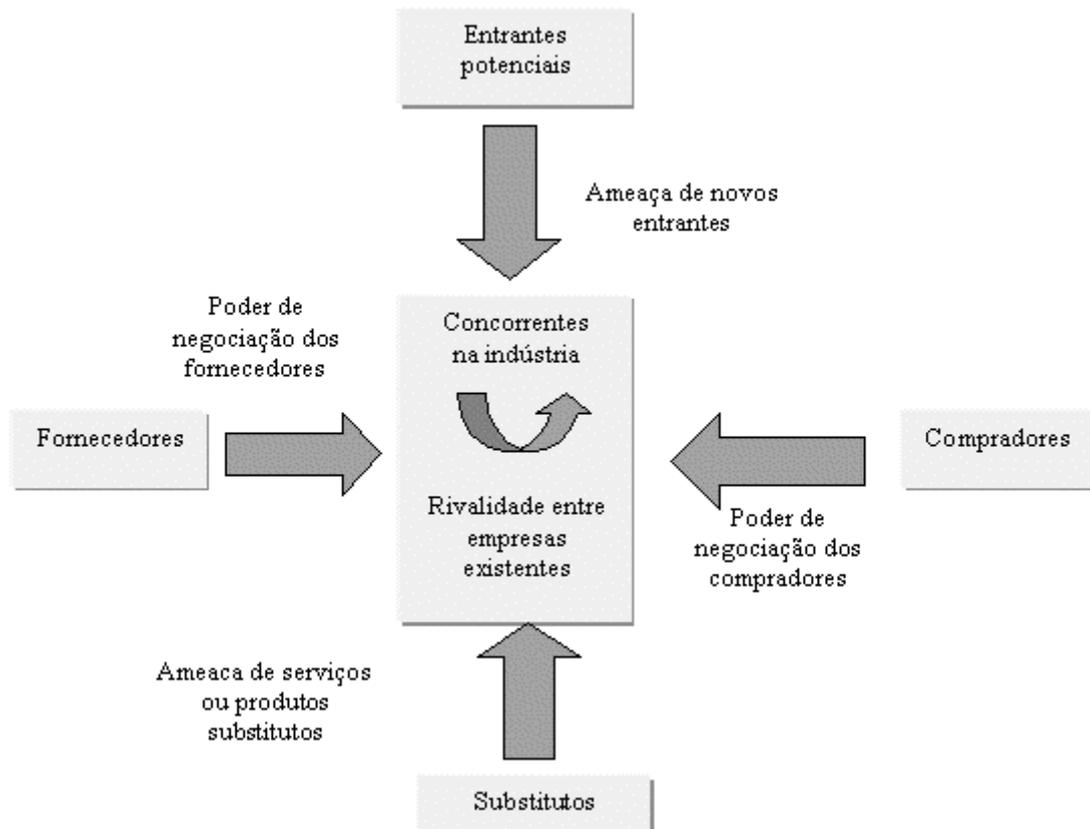
2.1 AS ESTRATÉGIAS ENQUANTO FATOR DE COMPETITIVIDADE:

A noção de estratégia é tão antiga quanto à guerra. É a arte militar de planejar e executar movimentos e operações de tropas, navios e aviões. Tendo em vista o sucesso dessa arte no meio militar, os executivos e as empresas resolveram adotar essa técnica para responder aos desafios do mercado e da concorrência para alcançar os objetivos traçados.

O conceito de estratégia está vinculado aos ambientes competitivos e vem sendo interiorizado para o universo de atuação das empresas, constituindo o principal instrumento de estudo das organizações industriais (CHEVALIER, 1995). Isso porque as intensas mudanças na economia mundial do final do século XX e início do século XXI, advindas com a globalização, vêm obrigando o meio empresarial a ser cada vez mais rápido, flexível e ágil, face às oscilações econômicas e de mercado.

A figura I apresenta as forças que dirigem a concorrência na indústria segundo PORTER (2004), na qual são apresentados fatores internos à empresa, a cadeia na qual a empresa está inserida e ao mercado em si. O conjunto das forças determina o lucro final na indústria, que é medido em termos de retorno de longo prazo sobre o capital investido.

Figura I
Forças que dirigem a concorrência na indústria



Fonte: Porter, 2004.

PORTER (1993) afirma que a competitividade é a parcela importante da questão da sobrevivência das empresas nacionais num ambiente globalizado. Esse último impõe às empresas o seguinte dilema: "como se tornar competitivas e/ou construir um novo patamar de competitividade no novo ambiente de concorrência global?".

A importância de a Estratégia ser Explícita ao invés de Implícita nas Empresas é defendida por PORTER (2004), pois garante que os departamentos funcionais de uma empresa sejam coordenados e dirigidos visando um conjunto comum de metas, ou seja, fazer com que as áreas pensem na maximização do benefício global ao invés da maximização do benefício local.

A abordagem da competitividade industrial foi estudada em vários trabalhos realizados a partir da década de 80. Estes apontavam que a perda de competitividade deve-se tanto a aspectos macroeconômicos, cuja responsabilidade é das políticas governamentais, quanto aos aspectos microeconômicos, cuja competência é dos dirigentes das empresas (HAYES e WHEELWIGHT, 1984;

HAYES, WHEELWRIGHT e CLARK, 1988; PORTER, 1993). A originalidade desses trabalhos está em admitir que certos fatores macroeconômicos, como políticas governamentais nas áreas fiscais, monetária, de comércio exterior, bem como da regulação, têm alguma influência positiva ou negativa sobre a competitividade das empresas.

Os fatores que afetam a competitividade foram sistematizados por ABERNATHY, CLARK E KANTROW (1981), que elaboraram um modelo de fácil compreensão, como se pode observar na tabela I.

Tabela I
Elementos chave na determinação de Competitividade Industrial

Estrutura		Infra-Estrutura	
(a)		(b)	
Macro (do país)	Política Fiscal	Cultura	
	Política Monetária	Tradição	
	Política Industrial	Religião	
	Mercado de Capitais (financeiro)	Valores	
	Legislação Sindical	Educação	
	Meios de Transporte (Malha)		
	Meios de Comunicação		
(c)		(d)	
Micro (da Empresa)	Seleção de Negócios (ou Área de Atuação)	Sistemas de Avaliação e Controle	
	Escolha da Planta Industrial	Políticas de Mão de Obra	
	Cessação de equipamentos	Relacionamento com os Fornecedores	
	Capacitação	Desenvolvimento e Seleção dos Gerentes	
	Instalações e Localização	Orçamento de Capital	
	Tecnologia do Processo Produtivo	Estrutura Organizacional	
	Integração Vertical	Políticas de Qualidade	
	Tecnologia do Produto		

Fonte: Abernathy, Clark e Kantrow, 1981.

A análise da tabela I indica que as preocupações empresariais, como a gestão das empresas, estão circunscritas nos itens (c) e (d), enquanto as questões macroeconômicas, de intenção e contexto nacional, dizem respeito aos itens (a) e (b). A competitividade será uma ação articulada dos elementos dos diferentes quadrantes da tabela. Essa última representa uma matriz determinante da competitividade (PORTER, 1993).

PEREZ (1991), ao remanejar o modelo acima, afirma que na "análise do potencial competitivo de um setor industrial é importante considerar a natureza dinâmica da

competitividade, assim como seu caráter sistêmico e estratégico. O primeiro torna a competitividade uma questão específica de cada empresa, os outros dois dão à competitividade um caráter estrutural, tornando-a dependente de características da economia nacional e do espaço social circundante".

A competitividade é dinâmica e específica a cada empresa. Isso implica que, para alcançar a competitividade, as empresas têm de alterar suas ações de forma radical. "A capacidade de resposta rápida se torna crucial junto com as adaptações criativas aos movimentos agressivos nos mercados que se encontram em constante mutação". Essa capacidade de resposta é oriunda de um aprendizado e de um avanço tecnológico contínuo, baseado especialmente nos investimentos dos recursos humanos das empresas (PEREZ, 1991).

2.2 A BUSCA DA VANTAGEM COMPETITIVA:

Se assumido que os fatores macroeconômicos estejam afetando todas as empresas do setor abordado, chega-se à conclusão que a força diretora da competitividade advém, inevitavelmente, do interior da empresa, ou seja, da sua capacidade de aproveitar as oportunidades geradas pelo ambiente competitivo bem como do ambiente macroeconômico. Todavia, essa força não é mais a mera busca da maximização do lucro. A obtenção dos lucros é uma consequência de uma atividade operacional ágil e adaptada às exigências do mercado. "A mudança requerida acarreta numa completa revisão do senso comum de se fazer negócios e das relações sociais dentro e fora da empresa" (PEREZ, 1991).

Na visão estratégica, ponto crucial para a transformação da ação das empresas, é a existência de pelo menos dois tipos de desafios que precisam ser examinados. O primeiro diz respeito à escolha de uma rota para as empresas ou setores determinados; o segundo concerne à identificação de um espaço de ação, que deverá levar em conta as características do país no qual a empresa se localiza, como também as forças e fraquezas da empresa em questão (PEREZ, 1991).

A busca da vantagem competitiva necessita, segundo HAYES e WHEELWRIGHT (1984), em primeiro lugar, de um diagnóstico real do padrão de decisões da empresa, considerando suas capacitações. Além disso, a gerência deve alterar o paradigma atual, preso ao viés da maximização do lucro em curto prazo, para

privilegiar as estratégias de longo prazo, nas quais investimentos pesados teriam mais tempo de ser maturados e os lucros seriam possivelmente maiores.

A Tabela II faz uma comparação entre a visão convencional da gerência das empresas e a nova ideologia baseada num conjunto de princípios que resultam nas vantagens competitivas (HAYES E WHELLWRIGHT, 1984).

Para CHEVALIER (1995), o termo competitividade deve ser definido com cuidado, pois varia quando se trata de um país, de um setor ou de uma firma. Excluindo-se os casos de monopólio natural, a competitividade de uma empresa é definida pela sua capacidade de vender seu produto e obter lucro, em curto, médio e longo prazo. A vantagem competitiva pode ser obtida via custos ou via renda de monopólio.

Tabela II
Visão Convencional contra a Nova Visão das Categorias de Decisões das Empresas

Categoria de Decisão	Visão Atual	Visão Necessária (ou Nova)
Capacidade	Acompanha a demanda do mercado; Dirigida pelo orçamento da empresa	Acompanha ou lidera a demanda; Dirigida pela busca de capacitação
Instalações	Propósito Geral: Projeto Estático	Focada a demanda: Projeto Flexível as Variações da Demanda
Tecnologia de Processo	Visão de diminuição dos custos: Fontes externas ao processo	Incremento de competências pelo aperfeiçoamento produtivo
Integração Vertical & Fornecedores	Minimização dos custos	Promover a capacitação da empresa, responsabilidade mútua do processo
Recursos Humanos	Redução de habilidades; Fontes de energias	Desenvolvimento de Competências; Fonte de melhorias
Qualidade	Níveis de aceitação	Melhoria de performance; eliminação de fonte de erros
Planejamento de Produção / Controle de Materiais	Centralizado; Controle detalhado; Acomodação das incertezas	Descentralizado; interligado; redução das incertezas
Desenvolvimento de Novos Produtos	Seqüencial; departamentalizado	Atividades paralelas; Grupo interativo
Medição de Performance e Recompensas	Medição detalhada da contribuição individual	Focalizado na performance da organização global
Organização / Sistemas	Fragmentada; coordenada pelo Staff	Integrada; responsabilidade de linha; suporte pelo Staff

Fonte: Hayes e Whellwright, 1988.

A concorrência via custos diz respeito ao conjunto dos custos de produção desde os insumos até a venda do bem ou do serviço. A renda de cada empresa é diferenciada dada às distintas estruturas de custo de cada uma. A empresa deve minimizar os custos fixos, que dependem dos investimentos no passado, mesmo os custos irreversíveis (sunk cost), os de abastecimento, os de transação e os de venda. Assim, a estrutura de custo é função da escolha tecnológica utilizada, desenvolvimento de novas pesquisas, estrutura de organização, disponibilidade de

matéria prima e localização da empresa.

A redução dos custos não implica necessariamente em uma redução do preço ao consumidor. O excedente que resulta poderia ser utilizado para aprimorar a planta industrial, tornar a política de marketing mais agressiva, gerar novos serviços que aumentassem a parcela de mercado, ou novas atividades que possam complementar as atuais ou introduzir a empresa num novo horizonte.

A competitividade via custos se traduz nas seguintes estratégias (AAKER, 1994; PORTER 1993):

- Redução dos custos de produção;
- Redução dos custos de transação;
- Economias de Escala;
- Economias de especialização (scop economies);
- Integração Vertical;
- Inovação (seja de tecnologia ou produto);
- Excedente Organizacional;
- Contestabilidade dos mercados.

A concorrência via renda de monopólio significa privilegiar as vantagens competitivas oriundas de um mercado monopolista ou oligopolizado. Essas vantagens podem ser resultantes da diferenciação do produto e dos serviços que lhes são associados, dos mercados cativos, das situações de monopólio natural, da posse de royalties, das inovações tecnológicas que aumentam o poder de monopólio e do lançamento de um novo produto ou de um novo procedimento.

A competitividade via renda de monopólio, se traduz nas seguintes estratégias (AAKER, 1994; PORTER, 1993):

- Diferenciação;
- Discriminação;
- Barreiras à Entrada;
- Monopólio Natural;
- Inovação.

Nesse contexto, a busca da vantagem comparativa nada mais é que a busca sistemática de rendas específicas ou daquelas provenientes da redução de custos (rendas diferenciais) e que são geradas pelas quatro operações das empresas: produção, organização, venda e política de crescimento no segmento de mercado. É evidente que há uma conexão entre estas operações, por exemplo, problemas na produção podem gerar outros nas vendas (CHEVALIER, 1994).

Passa-se, a seguir, a analisar as estratégias mais explicativas da indústria de petróleo e as que mais se enquadram com a nova realidade brasileira.

2.3 A ESTRATÉGIA DE DIFERENCIAÇÃO:

A estratégia de diferenciação tem como meta a distinção de um produto homogêneo aos olhos do consumidor. Isto é, cada produtor é capaz de diferenciar o seu produto pela qualidade, serviço pós-venda, prestígio ao adquiri-lo etc. É importante ressaltar que essa diferenciação nem sempre é feita via preço, pois, para um certo tipo de consumidor, este não vai influir na sua escolha. Por outro lado, a qualidade do bem e a localização onde adquiri-lo, por exemplo, poderão lhe influenciar mais (AAKER, 1994).

Assim, a estratégia de diferenciação pode ser definida de duas maneiras (AAKER, 1994):

- Pela diferenciação objetiva: a produção de bens diferenciados vis-à-vis a concorrência, isto é, distinguir o produto pelas suas características ou pela sua qualidade (embalagem, logomarca etc);

- Pela diferenciação pela publicidade: resultado do impacto de uma campanha de marketing sobre as preferências dos consumidores.

Segundo CHEVALIER (1995), "as preferências dos consumidores não são apenas sobre o preço dos bens, mas também por diferentes atributos que estes possam ter, logo a estratégia de diferenciação de bens permite a empresa uma clientela cativa com certo grau de poder de monopólio".

A diferenciação também apresentada por PORTER (2004), sendo uma das suas

três estratégias competitivas, relata que a diferenciação pode assumir muitas formas: projeto ou imagem da marca, tecnologia, peculiaridades, serviços sob encomenda, rede de fornecedores.

PORTER (2004) ressalta ainda que quando uma empresa consegue uma diferenciação reconhecida pelo mercado, a mesma tem a oportunidade de alcançar retornos acima da média da indústria na qual esta inserida porque ela cria uma posição defensável para enfrentar as cinco forças competitivas².

Por outro lado, PORTER (2004) lembra que, às vezes, atingir a diferenciação torna impossível a obtenção de uma alta parcela de mercado, pois, em geral, requer um sentimento de exclusividade.

2.4 A DIFERENCIAÇÃO DE PRODUTO PARA AS EMPRESAS MULTI-PRODUTORAS:

Nos mercados de produto homogêneo e/ou de preço controlado, a estratégia de diferenciação do produto real ou artificial pode levar ao aumento das vendas. A diferenciação pode ocorrer para atrair consumidores dos concorrentes e/ou para atingir novos segmentos do mercado. O consumidor é capaz de diferenciar o produto por sua qualidade, serviço pós-venda, prestígio ao adquiri-lo etc.

A diferenciação pode resultar em praticar preços menores para o consumidor de um mesmo produto (AAKER, 1994). Um exemplo da adoção dessa estratégia ocorre na distribuição de combustíveis, onde o preço da gasolina pode variar de um posto para outro (bandeiras diferentes), ou ainda no mesmo posto se o combustível for comum ou aditivado, ambos contendo a mesma octanagem. O diferencial de preços ocorre então pela presença ou não do detergente ou na bandeira que oferece tal produto.

Apenas para esclarecer este ponto, alguns autores, dentre eles PORTER (2004), separam a questão de preços da questão da diferenciação. PORTER (2004) analisa três estratégias competitivas genéricas de forma separada, sendo elas

² As cinco forças competitivas mencionadas por PORTER (2004) são: Concorrentes na Indústria (Rivalidade entre as empresas existentes), Fornecedores (Poder de negociação dos fornecedores), Compradores (Poder de negociação dos compradores), Entrantes Potenciais (Ameaça de novos entrantes) e Substitutos (Ameaça de produtos ou serviços substitutos).

Diferenciação, Liderança no Custo Total e Enfoque. Na estratégia de Liderança no Custo Total estaria a questão da empresa poder lograr retornos financeiros mesmo colocando o seu preço abaixo da média de mercado.

A estratégia de liderança no custo total estaria protegendo as empresas sobre todas as forças competitivas segundo PORTER (2004). Defende a empresa frente aos concorrentes atuais, porque seus custos mais baixos significam que ela ainda pode obter retornos depois que seus concorrentes tenham consumido todos seus lucros na competição; defende contra compradores poderosos, porque estes só podem exercer seu poder para baixar os preços ao nível do concorrente mais eficiente; defende contra fornecedores poderosos na medida em que traz maior flexibilidade para enfrentar os aumentos de custo de insumos; proporciona em geral barreiras a entradas substanciais em termos de economia de escala e vantagem de custos; possibilita uma maior competitividade frente produtos substitutos.

2.5 REDUÇÃO DOS CUSTOS TRANSACIONAIS:

Embora o conceito do custo de transação seja operacional na estratégia da empresa, ele é de difícil mensuração. Está relacionado com o custo necessário para a negociação e realização de contratos de compra e venda de fatores num mercado composto por agentes formalmente independentes.

O conceito de custo de transação foi introduzido na teoria econômica por COASE (1937), que demonstrou que as externalidades não determinam uma alocação imperfeita de recursos desde que os custos de transação sejam nulos - Teorema de Coase.

Os seguidores da abordagem transacional³ apontam a necessidade de redefinir o conceito de concorrência de modo a incorporar outras formas de organização dos mercados, notoriamente o conceito de cooperação entre as empresas, e outros tipos

³ Alguns teóricos insistem na análise estratégica transacional seja incorporada na análise concorrencial, onde se procura demonstrar a necessidade de incorporação de duas novas formas de análise. A primeira baseada nas idéias de WILLAMSON (1975), onde se procura explicar os custos transacionais incorridos pela empresa em função da configuração do ambiente externo em que este está localizada. A segunda forma, são as análises desenvolvidas pela equipe de professores do Departamento de Estratégia pela Equipe de professores do Departamento de Estratégias e Política Empresarial do centro HEC-ISA na França (STRA TEGOR), segundo os quais os modelos concorrências são instrumentos de ação ideológica, uma vez que apresentam diversos aspectos da realidade empresarial ao mesmo tempo em que ocultam outros (FREIRES, 1996).

de mediação entre diversos atores permitindo a interiorização dos custos transacionais. Neste contexto, as empresas devem definir as estratégias que levem em conta os custos envolvidos no seu relacionamento com os outros atores, visando tornar mais eficazes estas transações (FREIRES, 1996).

Os custos de transação podem ser de duas ordens: de coordenação, advém da necessidade de determinar os preços finais dos produtos e adequar a oferta e a demanda de forma a permitir a conjugação dos interesses da empresa e do consumidor. A segunda ordem dos custos transacionais seria a motivacional, na qual a existência de mediadores evitaria ou minimizaria os custos decorrentes da falta de informação ou assimetrias envolvidas entre os agentes quando se transacionam⁴ (FREIRES, 1996).

"Os defensores da abordagem transacional defendem a necessidade de estabelecer mediações entre as organizações e os agentes que em torno dela orbitam, podendo-se identificar três tipos de mecanismos, as burocracias e os clãs, sendo os dois últimos definidos como parceiros nos acordos de cooperação. As organizações, em maior ou menor grau, recorrem sistematicamente aos mediadores para obter seus resultados estratégicos. Assim, por exemplo, o aparato regulador do Estado é capaz de, através de suas agências, comissões e conselhos, intermediar as transações entre os agentes, definindo restrições e/ou vantagens para os que operam em um segmento determinado" (FREIRES, 1996).

Nas grandes empresas que se submetem ao mercado na busca de matéria-prima, a redução de tal custo de transação pode ser obtida a partir da elaboração de contratos entre os fornecedores, que garantam durante um determinado tempo, um preço que atenda ambas as partes.

A estratégia de redução dos custos transacionais deve levar em consideração a magnitude dessa face os custos globais (custo de produção com custo de transação). Adicionalmente, deve-se comparar as diferentes modalidades de

⁴ COASE partiu da seguinte hipótese: "existem duas maneiras diferentes para coordenar as atividades de uma indústria: a coordenação externa e a coordenação interna". A primeira leva buscar no mercado a compra de matéria-prima ou um bem intermediário, enquanto na segunda, este bem advém da própria estrutura da empresa. Para isso, COASE se sustenta sobre duas hipóteses: a primeira seria que a organização da produção conforme o mercado e a internalização da produção são forma alternativas de organização produtiva. As transações realizadas no mercado têm um custo, que é representado pelo "mecanismo de preços" presente em qualquer tipo de mercado, seja este concorrencial ou monopolista. A segunda hipótese dos custos transacionais realizados através do mercado advém na procura de um fornecedor com o menor preço de matéria-prima (ou bem intermediário) e do tempo despendido neste processo, ou seja, a busca de um fornecedor de matéria prima é muito onerosa para empresa, tanto a nível econômico quanto do seu pessoal.

abastecimento: comparando-se os custos da verticalização total ou parcial com os custos transacionais. Esses últimos são função dos custos dos arranjos contratuais, isto é, do volume dos recursos envolvidos, da frequência das transações e do grau de incerteza.

A redução dos custos transacionais pode levar a uma estratégia de verticalização da produção, parcerias entre fornecedores e produtores e o incentivo à existência de uma agência governamental que funcione como mediadora e equilibre as ações entre os agentes, como no caso do setor Petróleo, a Agência Nacional de Petróleo.

2.6 ESTRATÉGIA DE INTEGRAÇÃO VERTICAL:

Para PORTER (2004) a decisão de integração vertical não são apenas cálculos financeiros propriamente ditos, a decisão deve extrapolar uma simples análise de custos e investimentos considerando os problemas estratégicos mais amplos da integração em comparação com o uso de transações de mercado. A magnitude e a relevância estratégica dos benefícios e dos custos da integração vertical, tanto em termos econômicos diretos quanto indiretos por meio de sua influência sobre a organização, constituem a verdadeira essência da decisão.

São apresentados diversos benefícios e custos estratégicos da integração vertical por PORTER (2004). Segue breve análise dos pontos que mais se enquadram ao mercado atual de Petróleo nacional e internacional.

Volume de Produção *versus* Escala Eficiente: em primeiro lugar, os benefícios da integração dependem do volume que a empresa compra ou vende de determinada mercadoria ou serviço no estágio adjacente da cadeia produtiva. Este volume deve ser suficientemente grande para comportar a abertura de uma unidade própria no processo de integração. A empresa deve estar ciente no momento da decisão de integrar que uma possível produção sobressalente pode ser de difícil venda, pois os compradores podem ser seus concorrentes diretos.

Economias de Operações Combinadas: ao reunir operações tecnologicamente distintas, a empresa pode, muitas vezes, ganhar eficiência. Na fabricação, por exemplo, esse movimento pode reduzir o número de etapas do processo de produção, diminuir os custos de manipulação, reduzir os custos de transporte e

utilizar a capacidade de folga proveniente das indivisibilidades em um estágio.

Economias Derivadas do Controle e da Coordenação Internos: os custos de programação, coordenação de operações e de resposta às emergências podem ser menores se a empresa for integrada.

Economias de Informação: a integração pode permitir que a empresa obtenha com mais rapidez e precisão informações sobre o mercado, reduzindo o custo da obtenção da informação.

Economias Obtidas ao se Evitar o Mercado: podem-se evitar substancialmente custos de vendas, de compras, de negociações e de transações mesmo com a existência de alguma negociação em transações internas.

Economias Devidas a Relacionamentos Estáveis: sabendo-se que os seus relacionamentos de compra e/ou venda são estáveis, podem estar aptos a desenvolver procedimentos especializados mais eficientes de negociação, o que não é possível em ambientes cuja incerteza da continuidade do relacionamento é preponderante.

Aprofundamento na Tecnologia: com a integração em algumas situações, pode ser obtida grande familiaridade com a tecnologia dos negócios acarretando para a empresa o benefício de poder utilizar a tecnologia mais avançada da cadeia em todo o seu segmento.

Assegurar Oferta e/ou Demanda: na indústria de Petróleo temos muitos insumos críticos e que estão escassos no mercado, garantir a integração “corrente abaixo” nestes casos é se assegurar que a “máquina” não irá passar por falta de insumos básicos. Embora a empresa alcance a garantia da oferta, isso não quer dizer que os preços de transferência internos não devam refletir as perturbações do mercado. Os produtos devem passar de unidade em unidade dentro da companhia integrada a preços de transferências que reflitam os preços de mercado. Desta forma, a empresa estará se certificando de que tomará sempre as melhores decisões em relação aos projetos.

Barreiras de Mobilidade e de Entrada Elevadas: os benefícios da integração

logrados pelas empresas propiciam uma vantagem competitiva forçando as empresas não integradas a buscar a integração ou enfrentar a desvantagem. Para um novo entrante no negócio, verificar que existem empresas integradas no mercado faz com que o mesmo busque entrar com a qualidade de uma empresa integrada, o que pode inviabilizar a entrada.

A Entrada em um Negócio com Retornos mais Altos: oportunidades de integração para setores da cadeia produtiva com maior retorno fazem com que uma empresa possa buscar um crescimento do seu retorno global.

Custo de Superação de Barreiras de Mobilidade: a empresa pode enfrentar barreiras ocasionadas por vantagens de custo decorrentes de tecnologias patenteadas ou de fontes favoráveis de matérias-primas.

Maior alavancagem Operacional: com a integração se eleva a proporção de custos fixos da empresa. Caso a mesma estivesse adquirindo um insumo no mercado de venda para entrega imediata, por exemplo, todos os custos desse insumo seriam variáveis.

Maiores Barreiras de Saída Gerais: a integração aumenta ainda mais a especialização de ativos, inter-relações estratégicas ou ligações emocionais com um negócio pode elevar as barreiras de saída gerais.

Exigências de Investimento de Capital: o consumo de recursos de capital aumenta no caso da integração. A integração deve proporcionar retornos superiores ou iguais ao custo de oportunidade do capital da empresa.

O Fechamento do Acesso às Pesquisas e/ao *Know-how* dos Fornecedores ou Consumidores: a empresa pode excluir-se do fluxo de tecnologia de seus fornecedores ou clientes. A integração significa em geral que uma companhia tem de aceitar a responsabilidade pelo desenvolvimento de sua própria capacidade tecnológica.

A estratégia de integração vertical ou verticalização busca o controle da produção desde a matéria prima até a confecção final do produto. A idéia de integração parte da seguinte pergunta: "Por que uma empresa obtém uma retração nos seus custos

à medida que internaliza uma atividade que antes era aplicada por um terceiro?".

Para AAKER (1994), a decisão de verticalização de uma empresa depende das seguintes questões:

- Qual a fronteira que a empresa deve estabelecer sobre suas atividades?
- Como poderiam ser estabelecidas suas relações com outras empresas, fornecedores, distribuidores e clientes fora das suas fronteiras?
- Que circunstâncias podem levá-la a estabelecer novas fronteiras ou mudar essas relações?
- Qual o efeito dessas ações na sua posição competitiva?

As decisões que definem a integração vertical são relacionadas às fronteiras de operação a serem estabelecidas:

- Decisões relacionadas à direção: uma empresa pode se integrar verticalmente de duas maneiras: buscando o aumento do controle sobre seu mercado, ou maior controle sobre os seus fornecedores, ou ambos.
- Decisões relacionadas à extensão: a empresa deve decidir quanto ela deseja se integrar. A grande maioria das empresas de petróleo se engaja desde a exploração do óleo cru até a distribuição dos combustíveis ("do poço ao posto").
- Decisões relacionadas ao equilíbrio da atividade produtiva: a empresa deve decidir como balancear as capacidades dos vários estágios da cadeia produtiva. Ela pode optar desde produzir a 100% da demanda a produção de diferentes níveis da capacidade.

Para o desenvolvimento de uma estratégia de verticalização é necessária a formulação de uma estratégia de operação da empresa. Os custos e benefícios da mudança devem ser levados em consideração pelos tomadores de decisão da empresa. HAYES e WHEELWRIGHT (1984) avaliaram o impacto da integração

vertical a partir de dados empíricos e chegaram às seguintes conclusões:

- A integração vertical pode ou não reduzir os custos de uma empresa, ou aumentar seus lucros dependendo do seu tamanho comparado a de seus principais competidores, porém dependerá da capacidade da empresa em coordenar as diversas atividades.

- A integração vertical pode ou não tornar viável um incremento da qualidade do produto. Isso depende de quanto à integração permite à empresa a utilização de insumos não disponíveis ao mercado. Por outro lado, dependerá da extensão em que a integração vertical dificulta a possibilidade de utilizar novos materiais existentes no mercado e que não são produzidos pela empresa.

- Na medida em que uma empresa puder coordenar com sucesso as atividades de uma nova subsidiária, esta pode obter maior controle sobre a programação de entregas de seus produtos aos clientes.

- A integração vertical freqüentemente leva a uma perda de flexibilidade. No caso da integração da cadeia produtiva, se torna mais difícil alterar os níveis de produção e o mix de produtos. A integração dificulta a busca de fornecedores externos mais baratos.

HAYES E WHEELWRIGHT (1984) apontam ainda que a maioria dos erros que uma empresa pode incorrer ao utilizar a estratégia de integração vertical são:

- Não se deve ter uma visão dominante de curto prazo (ligada à rentabilidade nas decisões de integração). A escolha de integrar algum fornecedor hoje na estrutura da empresa, além de poder encarecer o processo produtivo ao longo do tempo, evita que a empresa busque novos fornecedores mais competitivos ou até mesmo novas matérias-primas.

- Existe uma ilusão de que é possível gerenciar qualquer tipo de negócio com o mesmo sucesso. Freqüentemente, a justificativa para a integração é a crença de que é possível gerenciar um outro negócio com a mesma gerência atual. Apesar desta poder ser a realidade em alguns casos, em outros, a integração vertical lança a empresa em uma atividade que requer competências diferentes das atuais.

2.7 ESTRATÉGIA DE INTERNACIONALIZAÇÃO (GLOBALIZAÇÃO):

Várias empresas vêem a indispensabilidade de uma estratégia global dada à pressão da nova concorrência da economia mundial. Esta estratégia envolveria todas as localidades onde a empresa atua, buscando aumentar a competitividade ou neutralizar a concorrência no maior número de mercado possível.

A Estratégia de internacionalização distingue uma empresa nacional de uma multinacional que atue num determinado mercado. O uso de estratégia única serve, de um modo geral, para que cada subsidiária seja praticamente homogênea, permitindo assim fácil acesso da *holding* (AAKER, 1994).

A motivação para a escolha de uma estratégia global pode buscar vários objetivos. Os objetivos mencionados por AAKER (1994) e PORTER (2004) mais alinhados com o mercado de Petróleo são: criar associações mundiais, obter escala econômica, acesso a novas estratégias de mercado, reduzir as barreiras comerciais ao produto, aproveitar subsídios cruzados, acesso a incentivos locais a cada país e redução de custos de trabalho e produção.

Ao se implantar uma política global para uma empresa, obtém-se economia na escala. Segundo PORTER (1993), esta ocorre quando existe a padronização do produto ("*standardization*"). Além da padronização do produto, a execução de um programa de marketing agressivo permite uma rápida economia de escala.

AAKER (1994) afirma que a vantagem comparativa das empresas no contexto das economias globalizadas é proveniente dos ganhos de escala numa estrutura mundial das empresas, além de ser um importante fator de competição para as empresas petrolíferas.

Para OHMAE (1987) e PORTER (1993), num ambiente globalizado, as empresas devem deixar de lado a ideologia de realizar primeiro os investimentos nos seus países de origem, o que permitiria um fortalecimento da sua estrutura empresarial, para em seguida buscar novos mercados. Pelo contrário, as empresas devem buscar outras localidades que permitam vantagens competitivas para um determinado segmento da produção, tornando-se assim mais competitivas.

Dentro da estratégia de globalização, a empresa pode buscar associações com empresas locais no país em que pretende investir, já que tal habilidade permite uma ação rápida em resposta à concorrência. Outra motivação para globalizar a produção da empresa é o acesso aos países de custos reduzidos. Para uma parcela da concepção do produto representa um ganho significativo de vantagem comparativa à medida que, ao mesmo tempo em que gera uma maior lucratividade, permite uma sinergia de informações "intra-produção" que melhora a produtividade da empresa e de suas parceiras (PORTER, 1993). Um exemplo disso é a associação da Repsol-YPF com a PETROBRAS, na qual as empresas, além de atuarem em parcerias em alguns segmentos da indústria do petróleo como a exploração e distribuição, trocam ativos nos seus países de origem visando uma maior inter-relação.

A motivação financeira é importante também para a distribuição da produção em vários países, pois o uso de incentivos fiscais num determinado país permite um ganho de competitividade reduzido (CHEVALIER,1994; PORTER, 1993). Por exemplo, a proposta da ANP para que os equipamentos para novas áreas de exploração sejam isentos de impostos, permite que as empresas que vierem a se instalar tenham custos menores, bem como beneficia a indústria naval nacional.

Uma presença global também permite às firmas a obtenção de subsídios cruzados, ou seja, aproveitar recursos mais baratos num determinado país para competir em outro. Segundo AAKER (1994), o conceito de subsídio cruzado, para ser utilizado de forma estratégica, deve atender as seguintes considerações:

- A empresa vai buscar em outros países matérias primas, usando mão de obra mais barata ou vantagens fiscais para poder competir com seu concorrente.

- A empresa detém uma fatia significativa de mercado e utiliza o subsídio cruzado como forma de aumentar sua participação nesse mercado.

O uso de uma estratégia global permite também driblar as barreiras protecionistas criadas pela divisão internacional do trabalho (KRUGMAN, 1994). A empresa entra num mercado por produzir parte do seu produto nele, e assim quebrar uma barreira anterior à sua entrada, podendo vender outros produtos produzidos em outros países. Ao mesmo tempo, permitiria um acesso estratégico a esse mercado, dado

que ele detém matéria-prima e/ou mão de obra mais barata, ou uma nova tecnológica.

Assim, PORTER (1993) resume as vantagens da adoção da estratégia de globalização competitiva da estratégia global que pode ser importante no contexto atual:

- A maioria dos competidores não tem apenas presença doméstica, mas em vários países;
- A padronização de alguns elementos de produto ou da estratégia de marketing permite ganhos de economia de escala;
- A redução dos custos e o aumento da eficiência podem ser feitos pela alocação da atividade em diferentes países;
- As empresas concorrentes têm a possibilidade de usar ganhos de produtividade num determinado mercado para obter outro menos eficiente;
- As barreiras comerciais impedem a globalização dos mercados e a saída é segmentar a produção nos vários países de interesse;
- Ter um único nome que seja reconhecido mundialmente traz benefícios.

No próximo capítulo, subdividido em três seções, analisa-se os fatores determinantes de competitividade na indústria do petróleo, verificando fatos históricos que direcionaram a indústria; as estratégias das empresas de petróleo no mundo e; a história da indústria do petróleo no Brasil até as mudanças do marco regulatório. No capítulo IV, analisa-se a mudança das estratégias genéricas das empresas de petróleo em decorrência da mudança legal, através da Lei 9.478, que permite a abertura do setor ao ingresso de novas empresas no *upstream* e no refino. Sendo assim, recorre-se às teorias enfatizadas no segundo capítulo. Como instrumento de análise, escolheram-se as seguintes estratégias: internacionalização, diversificação, verticalização, parcerias, financiamentos, redução de custos, dentre outros.

3 FATORES DETERMINANTES DE COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.

Desde a descoberta pioneira realizada por Edwin L. Drake em Titusville (Pensilvânia - EUA), em 29/09/1859, o petróleo, um produto “tão velho como o mundo”, originou a mais competitiva indústria energética e fundou a base tecno-energética do desenvolvimento do século XX. O magnata americano John Paul Getty, fundador da companhia de petróleo Getty Oil, costumava dizer que os negócios mais lucrativos do mundo eram, primeiro, uma empresa de petróleo bem administrada e, segundo, uma empresa de petróleo mal administrada.

Rigorosamente, com o ingresso do petróleo na cena energética mundial, a energia deixou de ser um tema estritamente econômico: tornou-se geradora e arena de conflitos políticos, entre países importadores e exportadores e entre firmas petrolíferas e governos. As grandes firmas petrolíferas privadas e estatais de petróleo evoluíram na arena imbricada pelas estratégias de poder hegemônicas e subordinadas, no plano das políticas nacionais e na dinâmica política das relações internacionais. O petróleo selou o “destino” das nações e das coalizões de nações vencedoras e vencidas nas duas grandes guerras mundiais do século XX e promoveu a luta de descolonização e de industrialização das nações em desenvolvimento, em particular a das nações do mundo árabe.

A importância da interação entre os fatores econômicos e políticos na análise dos processos evolucionários da indústria mundial de petróleo possibilita compreender o momento presente e subsidia o esclarecimento das linhas possíveis de evolução futura desta indústria. É essa perspectiva analítica que permite aquilatar o impacto civilizatório abrangente da indústria: o *modus vivendi* da sociedade contemporânea global não seria possível sem a alimentação vital e intermitente dos derivados de petróleo. A complexa organização dos espaços sócio-econômicos em mega-cidades

e áreas suburbanas e urbanas; suas redes e conexões transnacionais e transcontinentais; e as tecnologias de processos e equipamentos de grande e pequena dimensão, de sofisticada e fina qualidade, pulsam ao compasso bombeado pelo escopo de produtos provenientes da indústria de petróleo.

Estes aspectos peculiares à indústria petrolífera configuram numa multiplicidade de interesses interagindo no processo decisório das empresas, devido à importância dos derivados de petróleo no desenvolvimento industrial e da infra-estrutura⁵. Sendo assim, é inevitável o uso de estratégias para modelar os caminhos e rumos das empresas para responderem às mudanças do mercado.

3.1 HISTÓRIA DO MERCADO DE PETRÓLEO E AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO MUNDO:

A existência de lucros altos e poder de mercado são características da indústria petrolífera desde seu início. Entre 1860 e 1890, a revolução dos transportes modernos foi fundamental na determinação do preço do petróleo⁶. Desde o início, a extração desse mineral líquido era cara. Seu transporte era complicado, resultando, muitas vezes, em acidentes sérios. Tais dificuldades acarretaram em preços elevados, apesar da larga disponibilidade do petróleo na região pantanosa da Pensilvânia nos Estados Unidos da América (YERGIN, 1997).

Esse contexto foi determinante das estratégias das empresas de petróleo do final do século XIX e início do século XX: obter rendas econômicas a partir do transporte e refino do petróleo mais do que na extração do poço (DUTRA, 1993)⁷. Foi assim que nasceu a grande companhia americana, a *Standard Oil J. D. Rockefeller*, para reduzir os custos de transporte do óleo e ao mesmo tempo valorizar sua destilaria de petróleo que se encontrava em *Cleveland* e passou a contratar o transporte ferroviário que substituiu o transporte animal (nas costas de burros).

A adoção do trem ao invés do transporte animal barateou muito o custo do petróleo, permitindo que as margens de lucro aumentassem sem precedentes.

⁵ Fato explicado pelo petróleo ainda ser a principal fonte energética adotada pela humanidade para promover seu desenvolvimento. O Brasil é um dos poucos países onde a matriz energética mais importante é a energia das hidroelétricas, entretanto quase a totalidade dos meios de transporte são movidos pelos derivados de petróleo.

⁶ Neste período o petróleo deixa de ser utilizado como remédio e na iluminação, para se tornar uma fonte energética importante no transporte e na indústria.

⁷ Havia grandes riscos na exploração do óleo dado que as tecnologias usadas até então eram muito rudimentares.

Adicionalmente, a revolução nas técnicas de refino, introduzida no início do século XX (DUTRA, 1993), fez com que a *Standard Oil* se tornasse praticamente monopolista no ocidente até a Segunda Grande Guerra (YERGIN, 1997). Esse primeiro arranjo na indústria petrolífera que acabava de nascer ilustra que a verticalização pode ocorrer sem a presença do produtor.

Desde sua fundação, em 1863, a *Standard Oil* se transforma simultaneamente no maior comprador de petróleo bruto e maior vendedor de derivados de petróleo. É interessante ressaltar que a posição obtida por essa companhia ocorreu bem antes do consumo desse energético na indústria e no transporte de veículos. Até então o petróleo era utilizado essencialmente como lubrificante e óleo para iluminação pública e no aquecimento doméstico.

Observa-se, ainda, que desde o seu início o mercado americano de petróleo é concentrado, ou mais especificamente, dominado por apenas uma firma, a *Standard Oil*. O poder dessa empresa possibilitava a determinação tanto dos preços do petróleo bruto como de seus derivados, o que garantia a *Rockefeller* grandes lucros.

O poder de mercado da *Standard Oil* não passou despercebido. Os consumidores e demais empresários, querendo ingressar nas atividades petrolíferas aliados ao Estado, começaram a questionar as práticas de monopólio usadas por essa empresa. Foi assim que se instituíram as Leis Anti-truste (*Sherman Act*) que puniram a *Standard Oil* com cinco anos de congelamento de preços. Apesar disso, em 1911, ao término da punição, a referida empresa ainda crescia sem precedentes. Uma nova intervenção do Estado Americano determinou o fracionamento da *Standard Oil* em várias empresas. As novas companhias não teriam o mesmo poder de mercado que a matriarca, mas algumas conseguiram progredir até os dias atuais. A *Exxon* e a *Chevron* são algumas das companhias originadas pela segmentação da *Standard Oil* que, associadas a mais cinco outras companhias, formaram um cartel que ditou por mais de cinco décadas a evolução da indústria do petróleo em todo mundo (DUTRA, 1993).

Após a descoberta de grandes campos de petróleo, as inovações tecnológicas na exploração e produção viabilizaram atender o crescimento da demanda industrial e do setor de transporte que se deu pela difusão do uso dos derivados de petróleo.

A revolução dos meios de transporte e a redução dos respectivos custos

permitiram a internacionalização da distribuição desta fonte energética. Essa internacionalização não ocorreu apenas no consumo de derivados, mas também na exploração de reservas em diferentes países.

Antes da Primeira Guerra Mundial, capitalistas europeus passaram a se interessar pelas atividades do petróleo estimulados pela descoberta de grandes campos no Oriente Médio. O petróleo desta região era tão abundante que custava menos que o norte americano. O capital holandês formou a *Shell* e os ingleses a *Anglo Persian*, que mais tarde passou a se chamar de *British Petroleum*.

Após o término da Primeira Grande Guerra, as "Sete Irmãs"⁸, que já exploravam o petróleo do México, da Venezuela e da Indonésia começaram suas atividades no Oriente Médio. É importante destacar que a *Standard Oil* deixava de centrar sua estratégia no refino e distribuição para também operar na exploração de óleo, pois à medida que aumentava a concorrência, as margens nos demais segmentos caíam consideravelmente. Graças às descobertas de grandes campos de petróleo nos países do Oriente Médio, essas empresas passavam então a dominar a indústria do petróleo, internacionalizando o mercado de petróleo (DUTRA, 1993).

Em 1928 temos o início de uma nova fase evolutiva da indústria de petróleo (ALVEAL, 2003), a mudança estratégica das firmas foi fortalecida por avanços tecnológicos em perfuração (diferentes configurações geológicas) e transporte de grandes distâncias em escala global (petroleiros e oleodutos). Na atividade do refino, além dos progressos na dessulfurização dos petróleos, a difusão das técnicas de craqueamento (quebra das moléculas) reduziu a necessidade de cru para obtenção de derivados, notadamente de gasolina e diesel, cujas demandas estavam em crescimento. Enfim, na área de distribuição/comercialização, o aumento da demanda de gasolina e diesel implicou no ingresso das grandes empresas de petróleo nas vendas a varejo, através da multiplicação de postos de venda.

Foi nesta fase que a indústria mundial de petróleo caminhou para estruturar o seu

⁸ *Standard Oil of New Jersey*, mais tarde *Exxon* e atualmente *ExxonMobil*; *Royal Dutch Shell*, atualmente denominada apenas *Shell*; *Anglo-Persian Oil Company* (APOC), mais tarde, *British Petroleum*, depois BP Amoco e atualmente conhecida apenas pelas iniciais BP; *Standard Oil of New York (Socony)*, mais tarde *Mobil*, que fundiu-se com a *Exxon* formando a *ExxonMobil*; *Texaco* que fundiu-se com a *Chevron*, criando a *ChevronTexaco* de 2001 a 2005, quando o nome voltou a ser apenas *Chevron*; *Standard Oil of Califórnia (Socal)* que é a atual *Chevron* e; *Gulf Oil* que foi absorvida por várias empresas. Assim, as companhias que ainda existem hoje da formação das "Sete Irmãs" são a *ExxonMobil*, *Chevron*, *Shell* e *BP*.

desenvolvimento de modo relativamente estável, como resultado da crescente percepção, entre as grandes operadoras mundiais, da necessidade de disciplinar o desenvolvimento da indústria. O controle do suprimento de cru foi considerado estratégico para evitar a sobre-produção e as guerras de preços, que provocavam ameaçadores efeitos predatórios para a indústria mundial de petróleo como um todo (BLAIR,1978), a exemplo da corrida entre a *Standard Oil of New York (Mobil)* e a *Royal Dutch Shell* no mercado da Índia.

A possibilidade desse controle dependia de dois fatores, a saber, a definição de direitos de propriedade e de controle das reservas pelas empresas nos abastados países do Oriente Médio e a adoção entre as *majors* de uma coordenação oligopolista que impedisse formas perigosas de competição, alocando-se níveis de produção e de suprimento de demanda nas áreas geográficas da indústria. A inovação institucional precedeu a negociação de um conjunto de regras, conhecido como Acordo de Achnacarry, um acordo de cartel, com uma partição precisa dos mercados mundiais, que consolidou as posições até esse momento conquistadas pelas sete maiores corporações petrolíferas, as “sete irmãs”. Este fato aliado a um aprofundamento do conhecimento do processo de exploração e necessidade de capital intensivo da atividade fez com que se fortalecessem as barreiras à entrada de novas companhias na indústria petrolífera.

O sistema de concessões foi o instrumento jurídico concebido para regular as relações entre os governos dos países com reservas de cru e as empresas internacionais. A concessão outorgava a empresa um tipo de direito absoluto sobre uma certa área territorial sob jurisdição do Estado hospedeiro para procurar, extrair e vender volumes de óleo a preços também discriminados pela concessionária, em troca de uma compensação financeira. Juridicamente, o sistema de concessão combinou formas contratuais comerciais privadas e elementos de direito público doméstico e internacional.

Nesse campo relacional, a posição subordinada dos Estados hospedeiros frente às companhias petrolíferas definiu uma relação de imposição por sobre a de negociação. A cobertura territorial da concessão se estendia à quase ou à totalidade da área geográfica do país; a sua duração, usualmente, contemplava entre 60-75 anos; e a compensação financeira (*royalty* do proprietário sobre o volume vendido e um imposto de renda sobre o lucro realizado) se baseava na contabilidade anual, totalmente controlada pela empresa.

Numa esfera relacional distinta, os consórcios ou associações foram concebidos como principal instrumento de regulação das relações entre as empresas, em particular na fase estratégica e crucial de crescimento da produção de cru, que se iniciara após 1925. O primeiro consórcio, fundado em 1928, *Iraq Petroleum Company* (IPC), reuniu as maiores petrolíferas americanas e europeias e sua importância foi decisiva para o desenvolvimento da indústria de petróleo, pois marcou o ingresso definitivo das empresas americanas no Oriente Médio além de ter sido referência para a formação de associações empresariais em outras regiões da indústria e consagrando a propriedade e o controle conjunto da gestão, como mecanismo de prevenção da competição, antecipando a organização do cartel internacional.

Os acordos feitos na reunião de Achnacarry (17/09/1928) patrocinaram a fase mais duradoura de expansão relativamente estável da indústria, alongada até a irrupção do primeiro choque de petróleo, em outubro de 1973. Resultado de uma ação característica de “diplomacia privada” (MARTINS, 1975), envolvendo os líderes mais representativos da complexa tessitura de interesses (empresariais, econômicos e geopolíticos) que nesse momento se explicitava na indústria do petróleo. O evento de Achnacarry iniciou a fase do reinado das “sete irmãs”.

Os princípios gerais acordados em Achnacarry foram seguidos por três acordos (nos anos de 1930, 1932 e 1934) que, progressivamente, alocaram funções com objetivos muito específicos de controle para a operação internacional das empresas nos países consumidores, cobrindo os principais tópicos de funcionamento da indústria que foram: a fixação de quotas de produção, os ajustamentos para equilibrar o comércio de cru e de derivados, a fixação de preços e outras condições de venda e o controle de condições dos novos entrantes na indústria (PENROSE, 1968; BLAIR, 1978).

O cartel regulava a taxa de crescimento da oferta e exercia um forte controle sobre os preços, possibilitando as *majors*: apropriar-se das rendas geradas no Lago Maracaibo (Venezuela) e no Golfo Pérsico; evitar impactos sobre os preços, resultantes da queda de custos na produção de novas regiões petrolíferas; e manter elevado fluxo de caixa das operações das empresas e, assim, obter os fundos requeridos para os grandes investimentos necessários ao incremento do produto na vertical da indústria.

O cartel formado a partir da fixação de preços, ou *GULF PLUS*, viabilizou maiores lucros provenientes dos campos de petróleo do Oriente Médio e da Venezuela. Uma vez que o preço era controlado pelas empresas a nível mundial, os lucros permitiram cobrir os investimentos de pesquisa e exploração de petróleo *off-shore* no Golfo do México, que passava a ser a região mais produtiva de petróleo e mais próxima dos centros consumidores, mas com custos superiores aos do Oriente Médio (YERGIN, 1997).

É importante destacar que o custo de uma exploração *off-shore* sempre será superior a de um poço em terra firme. Mas, como os preços eram fixados num patamar mais alto pelas companhias, esse custo adicional podia ser amortizado pelo petróleo árabe mais barato, além de reduzir a dependência daqueles países. Adicionalmente, esta cartelização do preço do petróleo permitiu que pequenos produtores de petróleo americano vendessem seu produto às grandes companhias.

Após a Segunda Grande Guerra, o cartel das grandes companhias de petróleo foi sucessivamente questionado, principalmente no que se refere à fixação dos preços. No plano político, os governos europeus e americanos começam a questionar os acordos da década de 20, enquanto no plano econômico, começam a surgir companhias estatais tais como a ENI na Itália, a ERAP na França, a Petrobras no Brasil, a NIOC no Irã e a PEMEX no México. Assim, o poder de cartel das grandes companhias foi reduzido pela expansão gradual das novas empresas estatais que passam a ingressar na exploração de petróleo.

"Este movimento de nacionalização da produção do petróleo corresponde a uma segunda onda de abertura da estrutura do mercado petrolífero" (DUTRA, 1993).

A barreira à entrada foi derrubada e os novos entrantes, na verdade os proprietários dos poços e reservas, minimizaram o poder de mercado das *majors*. Os custos de produção continuam a subir, mas desta vez, não podiam ser repassados ao preço do petróleo, beneficiando o consumidor que desfruta até o fim dos anos 60, de sua retração.

Durante a década de 50 vários eventos foram sendo somatizados culminando com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) no dia 14/09/1960 na reunião de Bagdá, em sua primeira formação a entidade era formada pela Arábia Saudita, Kuwait, Iraque, Irã e Venezuela. Dentre os principais propulsores

da criação da OPEP podemos destacar:

- Sucessivas descobertas de petróleo no Oriente Médio e em outras regiões propiciam aumento da produção e excesso de oferta no mercado;

- Competição entre as empresas se dava na forma de descontos nos preços dos petróleos que “sobravam” no mercado;

- A partir do final dos anos 50, o controle da produção e comercialização das “Sete Irmãs” começou a ser questionado: criação de um mercado “livre” de compra e venda de petróleo pelas demais empresas, este mercado é denominado de mercado *Spot*;

- Fortalecimento do nacionalismo no mundo, exposto na conferência de Bandung (1955) e expresso com a ascensão ao poder de Gamal Abdel Nasser no Egito;

- Em 1958, EUA impõem cotas às importações de petróleo fazendo com que o maior mercado consumidor deixe de ser uma opção para o escoamento da produção crescente de petróleo, o que intensificou a pressão pelos descontos nos preços;

- Entrada da URSS no mercado o que desestabilizou ainda mais, consolidando o desconto dos preços “livres” (*spot*) em relação aos preços oficiais e;

- No dia 09/08/1960 a *Standard Oil of New Jersey (Exxon)* pressionada pela redução dos preços do petróleo reduz unilateralmente os preços do produto no Oriente Médio em 7% e é seguida pelas demais empresas.

No primeiro momento a criação da OPEP visava reverter a redução dos preços de 7%, o que não foi alcançado, mas em contrapartida a nova organização logrou que as companhias não modificassem novamente os preços de forma unilateral sem o aval/acordo dos governos locais. Dentre os principais objetivos da OPEP que afetavam diretamente o planejamento estratégico das empresas se destaca:

- Coordenação e unificação das políticas dos países-membros;

- Escolha das melhores formas de proteger seus interesses, individualmente e coletivamente;

- Obtenção de meios de garantir a estabilização dos preços no mercado internacional de petróleo, eliminando flutuações desnecessárias e danosas, em função dos interesses dos países produtores e da necessidade de se garantir um fluxo estável de receitas;

- Garantia de suprimento econômico e regular de petróleo aos países consumidores e;

- Garantia de retorno do capital dos investidores da indústria do petróleo.

Em 1968 os países da OPEP começam a reclamar o seu direito no exercício da soberania sobre seus recursos naturais, até então apenas o Irã já havia realizado a nacionalização. No ano seguinte (1969) ocorreu o Golpe de Estado na Líbia assumindo o poder o General Muammar Alkadhafi logrando que os lucros do estado subissem para 55%, os demais países seguem o exemplo da Líbia conseguindo também o aumento na participação de lucros como nos casos do Irã (55%) e da Venezuela (60%), a OPEP estipula a cota mínima de participação nos lucros do estado de 55%.

É importante destacar que apesar das novas empresas estatais entrarem no mercado petrolífero, as *majors* ainda detinham um grande poder de mercado e controlavam, em 1970, 90% da produção mundial e 80% das exportações mundiais de petróleo (DUTRA, 1993).

Assim, a entrada de novos produtores, incentivada pelos grandes lucros advindos da atividade petrolífera pela redução dos custos de produção e pela queda das barreiras, provocava um aumento da produção e uma retração do preço mundial, como também uma diminuição da margem de lucro das empresas do setor em um todo. Em conseqüência, o poder de mercado das grandes companhias petrolíferas, após os anos cinqüenta, era cada vez menos relacionado com a sua parcela de mercado (*market-share*). Estava relacionado com a renda gerada dos grandes campos de petróleo adquiridos antes da Segunda Guerra Mundial. O lucro passa, então, a ser determinado pelas economias de escala, integração das empresas, diversificação dos produtos, presença em vários países, custos de produção muito

favoráveis, entre outros fatores.

No início da década de 70, observa-se a polarização da indústria petrolífera entre dois grupos de empresas. As *majors*, concentradas no *downstream*, internacionalizadas e dotadas de capacidade gerencial e domínio tecnológico, mas desprovidas de um acesso ao óleo bruto. Elas ainda detêm estruturas administrativas ágeis e flexíveis, fazendo com que busquem sempre novas fronteiras produtoras de petróleo⁹. Do outro lado, encontravam-se empresas nacionalizadas nos países produtores, atuando como monopolistas e fortemente controladas pelos governos locais, cujo poder de mercado provinha da propriedade de grandes reservas e uma sólida atuação no *upstream* (ALVEAL e PINTO JUNIOR, 1996).

As empresas estatais, entretanto, tinham desvantagens, dentre as quais se destacam: a ausência de atuação consolidada no mercado internacional, frágil atuação no segmento de refino de derivados e dificuldade de articulação entre as empresas e governos dos países membros da OPEP¹⁰ (FREIRES, 1996).

Entre o final da segunda Guerra Mundial e o ano de 1972 o consumo de energia no mundo mais que triplicou, grande quantitativo deste crescimento se deve aos novos padrões de vida adotados no ocidente baseados no *American Way of Life (AWF)*, o qual impôs mudanças significativas no modelo de vida norte-americano como: a ida em massa das famílias para os subúrbios¹¹, acarretando que longas distâncias tivessem que ser percorridas diariamente no trajeto ao trabalho em carros normalmente de alta potência e consumo; fortalecimento do automóvel como meio de transporte; carteira de motorista como “rito de passagem” para a idade adulta; desenvolvimento das rodovias e queda dos transportes públicos e ferrovias.

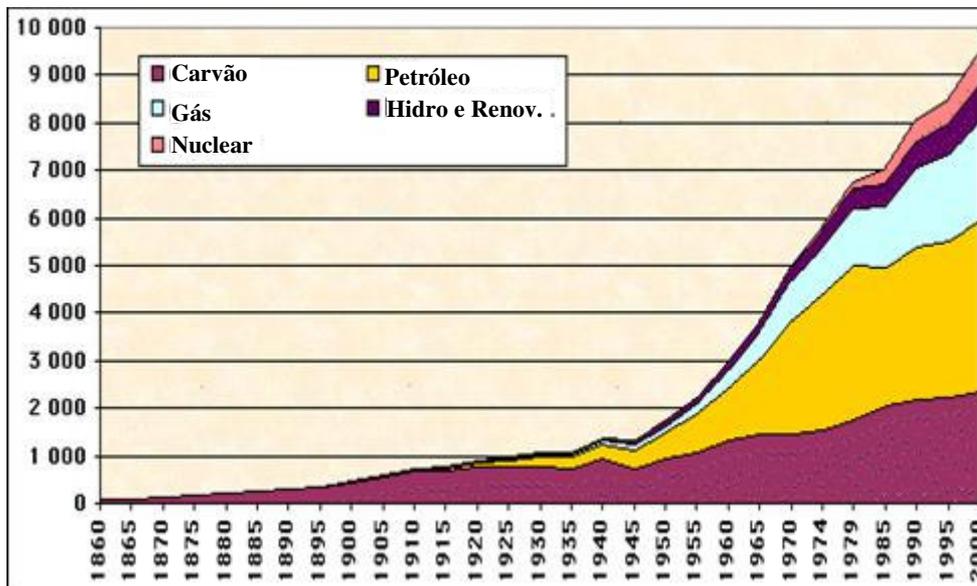
A figura abaixo apresenta a evolução do consumo mundial de energia. Podemos constatar o importante crescimento do consumo de petróleo entre as décadas de 40 e 70.

⁹ Novos campos de petróleo.

¹⁰ Organização dos Países Produtores de Petróleo, a maioria dos países membros é localizada no Oriente Médio a exceção da Venezuela.

¹¹ Entre os anos de 1950 e 1976, mais de 85 milhões de pessoas se mudam para os subúrbios, mais do que a população rural e a população dos grandes centros.

Figura II
Evolução do consumo mundial de energia (excluindo biomassa)



Fonte: International Energy Agency, 2002.

No ano de 1973 ocorre o primeiro choque do petróleo. No dia 06/10/1973 ocorre um ataque egípcio e sírio sobre Israel que não possuía armamentos suficientes para uma guerra demorada¹². Entretanto, os Estados Unidos forneceram armamentos inicialmente de forma discreta e depois abertamente para Israel, além de US\$ 2,2 bilhões. Arelado a este conflito, os Estados Unidos começam a se preocupar com uma possível falta de petróleo interna, fato que fez com que em abril de 1973 as cotas máximas de importações fossem destituídas. Os Estados Unidos aumentam sua participação de importação de 3,2 bilhões de barris de petróleo por dia em 1970 para 6,2 bilhões de barris de petróleo por dia em 1973.

Insatisfeitos com a atitude norte-americana os países árabes pertencentes à Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP) reagem com a ameaça de paralisar o suprimento de petróleo caso os Estados Unidos não revissem sua posição.

Influenciados pelo clima político e desapontados com a demora das negociações em andamento para novos ajustes de preços, os países da OPEP reajustaram unilateralmente os preços para melhor refletir as condições do mercado *Spot*. O preço do barril equivalente de petróleo subiu de US\$ 2,90 em meados 1973 para US\$ 11,65 na virada o ano.

¹² Este conflito ficou conhecido como Guerra do Yom Kippur ou Guerra do Ramadã.

No dia seguinte ao primeiro aumento do preço, a OPEP decide por embargo parcial aos Estados Unidos com corte progressivo da produção de 5% ao mês. A Líbia vem logo a seguir cortando por completo as suas exportações aos Estados Unidos.

O aumento significativo dos preços se deu em parte pelas incertezas quanto ao fornecimento de petróleo aliado a um aumento da demanda em função de estocagem.

O pós primeiro choque do petróleo foi marcado pela estatização de algumas empresas como Saudi Aramco¹³ em 1974, a KPC¹⁴ em 1975 e a PDVSA¹⁵ em 1976.

Assim como o choque de 1973, o segundo choque do petróleo não ocorreu de qualquer deliberação da OPEP, mas de acontecimentos externos a instituição. Em janeiro de 1978, tem início distúrbios civis no Irã entre o governo provisório e os adeptos de Khomeini. Com a greve dos petroleiros, a produção do país cai de 6,1 milhões de barris de petróleo por dia para menos de 450 mil barris de petróleo por dia no início de 1979.

Com a vitória de Khomeini em fevereiro de 1979, a produção do país começou a se recuperar. Porém, com a expulsão das empresas e trabalhadores estrangeiros jamais retornou aos níveis anteriores. Com a queda da produção do Irã, os demais membros da OPEP ampliaram a sua produção, mas ainda restou um déficit de 2 milhões de barris de petróleo por dia. Déficit este que foi ampliado pela desorganização do mercado e o pânico que se instalou entre os compradores fazendo com que a demanda especulativa por estoque acarretasse um aumento do consumo de 3 milhões de barris de petróleo por dia.

Não havia como os demais países da OPEP compensarem integralmente a perda da produção do Irã atrelado ao aumento da demanda em função das composições de estoques. Sendo assim, com a demanda superando a oferta significativamente, o preço do petróleo veio a triplicar, passando de US\$ 12,80 o barril do petróleo em

¹³ Empresa da Arábia Saudita considerada atualmente a maior empresa de petróleo do mundo pela *Petroleum Intelligence Weekly*.

¹⁴ A Kuwait Petroleum Corporation é uma empresa do Kuwait considerada atualmente a décima terceira maior empresa de petróleo do mundo pela *Petroleum Intelligence Weekly*, uma posição a frente da *Petrobras*.

¹⁵ A Petróleos de Venezuela é uma empresa venezuelana considerada atualmente a quarta maior empresa de petróleo do mundo pela *Petroleum Intelligence Weekly*.

setembro de 1978 para US\$ 38,35 o barril em outubro de 1979.

Ao final de 1979, a produção da OPEP era de 3 milhões de barris de petróleo acima dos níveis de antes da revolução Iraniana, a Arábia Saudita temia uma situação de excesso de oferta, uma vez revertida as expectativas dos consumidores a grande oferta faria os preços do mercado *spot* cair. Entretanto no dia 22/09/1980 começa a guerra entre o Irã e o Iraque e os preços do petróleo sobem novamente. Entretanto, o impacto no preço foi significativamente inferior, pois o aumento dos preços em 1979 havia gerado uma forte queda da demanda. Passado o medo inicial e quando começou a guerra, o excesso de oferta da OPEP supriu o déficit resultante deste conflito. A maior conseqüência desta batalha foi o desaparecimento no longo prazo de valores próximos a 4 milhões de barris de petróleo de capacidade de produção por estes países.

Na década de 80, após os dois choques do petróleo, inicia-se um processo de globalização econômica que trouxe mudanças no curso das transformações estruturais tecno-produtivas e sociais em escala mundial. Dentro deste novo cenário, buscou-se uma redefinição das estratégias de longo prazo das grandes corporações transnacionais, que levassem em conta, por um lado, a velocidade do progresso técnico e, do outro, o estreitamento do financiamento da expansão industrial. Esse avanço tecnológico provocara grandes mudanças no contexto competitivo das diferentes indústrias, resultando na perda de legitimidade e eficácia das soluções institucionais dos marcos regulatórios e das estratégias que outrora as orientavam (ALVEAL e PINTO JUNIOR, 1996).

Assim, a indústria petrolífera passou a deter uma característica importante: a necessidade de algum grau de integração entre duas grandes fases da cadeia produtiva que buscou o controle da fonte de matéria-prima¹⁶ através das atividades de exploração e produção das jazidas (*upstream*), e, ao mesmo tempo, procurou agregar valor ao refinar e distribuir para o consumidor final¹⁷ (YERGIN, 1997).

Na indústria petrolífera a verticalização pode ocorrer nas atividades produtivas, mas também nas atividades correlacionadas, tais como a pesquisa de novas tecnologias, novos meios de comunicação, etc. As empresas do setor são "multi-

¹⁶ O petróleo.

¹⁷ Fazendo assim, a prática de verticalização da produção.

produtoras¹⁸ não apenas porque fabricam mais de um produto, mas porque produzem sua própria matéria prima, isto é, quando verticalizam suas atividades (DUTRA, 1993).

Uma estrutura de mercado em monopólio ou oligopólio induz a uma forte tendência à integração de atividades, principalmente quando a tecnologia utilizada no processo produtivo é onerosa e fornece um diferencial competitivo. Adicionalmente, na produção petrolífera e de certos minerais, há uma tendência natural para a integração, pois o volume de reservas é determinante do grau de monopólio. Primeiro, porque qualquer investimento requer um grande montante de capital para ser realizado. Segundo, porque a integração permitirá obtenção de um maior lucro através do controle da atividade do poço ao posto. Terceiro, porque, em se tratando de insumos estratégicos, o preço de venda para o concorrente é naturalmente diferenciado do que aquele praticado no interior da empresa.

Apesar disso, em alguns mercados, pode-se observar a coabitação de grandes empresas petrolíferas integradas, outras atuando no seguimento produtivo e demais muito especializadas em uma determinada atividade ou técnica.

Porém, juntas, essas empresas produzem de forma integrada e muitas vezes trabalham em sinergia (DUTRA, 1993).

A dificuldade em harmonizar estas duas etapas tem sido um grande desafio histórico desde a Segunda Guerra Mundial. Mas se acelerou após o segundo choque do petróleo, pois a distribuição geográfica da ocorrência de jazidas é desigual entre as nações, gerando uma grande dependência dos países desenvolvidos vis-à-vis os em desenvolvimento. Assim, enquanto vastos campos de petróleo aproveitáveis se localizam em regiões de limitada demanda por derivados de petróleo, outras, com alta industrialização, ressentem a sua inexistência, gerando um desequilíbrio funcional entre a oferta e a demanda de petróleo e desdobramentos geopolíticos conseqüentes (FREIRES, 1996).

No mundo das empresas de petróleo, principalmente das *majors*¹⁹, além de não escapar dessa transformação, o poder de mercado voltou a ser estabelecido ao

¹⁸ Uma empresa é considerada multi-produtora quando é capaz de produzir mais de um bem. Este é o caso da indústria petrolífera que a partir do petróleo produz uma série de derivados tais como a gasolina, o diesel, o óleo combustível, etc., todos essenciais para a vida moderna.

¹⁹ Majors são as grandes empresas de petróleo transnacionais.

consumidor no momento em que a oferta é superior a demanda. Sendo que o ponto crítico dessa reversão foi a queda do preço de 1986. Este período foi denominado de o “contra-choque” do petróleo que foi ocasionado pelo fato de a Arábia Saudita ter decidido aumentar a sua produção, quebrando o sistema de cotas²⁰ da OPEP. Os demais países da OPEP, ao invés de reduzirem a sua produção, acabaram por aumentar a produção visando compensar a queda da receita pela margem no volume o que fez com a oferta excedente agravasse a pressão pela baixa nos preços do petróleo.

"O declínio e a volatilidade do preço do petróleo afetaram todos os atores envolvidos nesta indústria, sobretudo a força dos dois atores recíprocos da cena petrolífera mundial: as grandes empresas petrolíferas privadas e as estatais" (ALVEAL e PINTO JUNIOR, 1996).

No começo da década de 90, com a queda do preço do petróleo²¹, surge movimento entre as *majors* de associação (fusão) para reduzir seus custos operacionais, bem como, em poupar grandes investimentos, por exemplo, em tecnologias de exploração *off-shore*.

No final da década de 90, à medida em que o preço do petróleo começa a se elevar e com a pressão da opinião pública sobre o impacto da queima dos combustíveis fósseis, as *majors* intensificam seus investimentos em novas fontes de energia para os veículos automotores: como o gás veicular, o álcool (no caso dos Estados Unidos advindo do milho) e do hidrogênio, bem como para a geração de energia elétrica. Assim, as *majors* trocam sua nomenclatura de empresas de petróleo para "companhias de energia" (*Energy Companies*). Estas novas companhias oriundas das *majors* do petróleo ainda possuem seus negócios centrados no petróleo, mas caminham gradativamente para investimentos no solar e outras fontes de energia renováveis, demonstrando claramente que num futuro não muito distante, tais fontes renováveis serão as principais energias consumidas em todo mundo, enquanto que o consumo de petróleo tornar-se-á decrescente.

²⁰ A OPEP estava neste período adotando uma política onde cada país teria um cota máxima de produção de petróleo determinada e a Arábia Saudita ficava responsável pela produção excedente a esta cota demandada pelo mercado.

²¹ A queda do preço internacional do petróleo se deu: pelo aumento de produção dos países produtores, pela queda das taxas de crescimento do consumo de derivados, bem como, pela indução de novas tecnologias que reduzem o consumo de derivados.

3.2 PANORAMA DAS ESTRATÉGIAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL ANTES DA ABERTURA DO SETOR:

O desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil caminha paralelamente ao desdobramento desta no resto do mundo. O petróleo, desde o seu descobrimento em 1859, destacou-se por necessitar de uma série de estruturas para a extração (exploração), transporte, refino e comercialização, que foram progredindo para modelos cada vez mais complexos e dispendiosos, onde a lógica do capital torna-se preponderante (YERGIN, 1994).

No Brasil, a produção local de petróleo e seus derivados só vieram a ser objeto de discussão na década de 30 com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938, que considerava as jazidas minerais bens da união, mesmo sem terem sido localizadas. Até 1950, não se teve uma política clara quanto ao desenvolvimento da indústria do petróleo (LEITE, 1997).

Como nos demais países, entre as décadas de 50 e 90, a indústria brasileira de petróleo esteve sob controle estatal. Sendo assim, o desenvolvimento do setor se confundiu com a história da Petrobras. Nesse sentido, a periodização adotada nesta dissertação, concentra-se em três: antes da criação da Petrobras, a consolidação da Petrobras e o atual que advém da mudança do marco regulatório²².

Passa-se, então, a analisar cada um desses períodos:

3.2.1 Antes da Criação da Petrobras:

Na ausência de produção nacional de petróleo, todos os seus derivados eram importados por companhias estrangeiras que se concentravam na distribuição. Entre estas companhias destacavam-se a *Standard Oil* (Esso) e a *The Anglo-Mexican Petroleum Products Company* (Shell).

Cronologicamente, a importação de derivados de petróleo ocorreu da seguinte maneira (DIAS, 1994):

- Em 1901, com o querosene para a iluminação que vinha substituindo

²² Sendo que este tópico é analisado no quarto capítulo.

rapidamente o óleo de peixe.

- Em 1907, a gasolina passou a ser o principal produto importado, sendo utilizada para abastecer os primeiros automóveis importados.

- Em 1913, o óleo combustível passa a concorrer com o carvão. O óleo diesel só apareceria mais tarde, em 1938, quando as primeiras locomotivas elétricas movidas a diesel começaram a operar.

A Esso, sob o nome de *Standard Oil Company of Brazil*, foi a primeira empresa de petróleo a se instalar no Brasil, a partir do Decreto do Presidente Hermes da Fonseca, assinado em janeiro de 1912. Sendo a primeira distribuidora de derivados de petróleo, ela introduziu a gasolina e o querosene no país. Ambos eram vendidos em tambores de lata (ESSO, 1986).

A Shell, por sua vez, iniciou suas atividades com o nome de *The Anglo-Mexican Petroleum Products Company*, pela autorização do Presidente Hermes da Fonseca, em 1913, distribuindo derivados de petróleo importados. Essa empresa tinha como o objetivo distribuir querosene para iluminação e gasolina para os veículos automotores visando atender à crescente demanda da época. Para isso, construiu o primeiro depósito de óleos no Brasil, localizado na Ilha do Governador, no estado do Rio de Janeiro (SHELL, 1999).

O ano de 1915 é considerado um marco na história da energia do país, pois foi o ano da substituição do carvão pelo óleo combustível. Nessa época, o carvão (mineral) era a principal fonte energética e, também, motor da industrialização nacional. Essa fonte energética sofreu uma momentânea deficiência de suprimento com a primeira Grande Guerra Mundial, porque a sua principal fornecedora, a Inglaterra, se encontrava em conflito com a Alemanha (LEITE, 1997). A interrupção no abastecimento de carvão acarretou uma ruptura na produção nacional, resultante dessa espera de matéria prima. Para resolver esse impasse, optou-se em adaptar o maquinário industrial do país para o óleo combustível proveniente dos Estados Unidos, que não estavam participando da guerra (YERGIN, 1994).

Após o término da Primeira Guerra Mundial, intensificou-se a exploração do petróleo no mundo. Assim, essa fonte de energia passou a ser considerada estratégica não só pelo ponto de vista militar, mas também industrial. Esse

posicionamento acarretou conflitos armados pela posse de novas explorações e de criação das companhias estatais (YERGIN, 1994).

Entre 1928 e 1935, destacam-se os conflitos armados ocorridos em torno da posse de campos petrolíferos terrestres em toda a América Latina, à exceção do Brasil. Pode-se citar como exemplo a guerra entre o Paraguai e a Bolívia em torno da região do Chaco Boreal. Estimava-se existir naquela região um grande campo petrolífero, constituindo-se motivo predominante para o impasse político, inclusive pelo envolvimento direto da *Standard Oil* do lado boliviano. A guerra resultou em grandes perdas para os dois países. As reservas de petróleo e gás ficaram do lado boliviano, dando origem, em 1938, à companhia boliviana de petróleo (YERGIN, 1994).

No México, país que participou desde os primórdios da descoberta do petróleo em escala comercial, observou-se um longo período de declínio da produção e, ainda, de desentendimentos crescentes entre o governo e as companhias petrolíferas estrangeiras (principalmente americanas), que foram desapropriadas, estabelecendo-se o monopólio (legal) estatal. Este sentimento foi transmitido aos países vizinhos. (YERGIN, 1994).

Nesse contexto, a dependência na importação de carvão e derivados de petróleo no Brasil para o suprimento de energia era conjugada com a guerra na Europa. Tais fatos passaram a constituir uma preocupação nacional²³ (LEITE, 1997). Pois, até então, presenciava-se o fracasso da iniciativa privada nacional na exploração e o desinteresse das grandes companhias estrangeiras em investir no Brasil²⁴.

A falta de interesse privado ocorreu por dois motivos: o total desconhecimento das formações geológicas do país, e, ainda, de ordem política, resultante das disposições da Constituição de 1891, que assegurava aos proprietários das terras o direito sobre os bens minerais existentes no respectivo subsolo. Esse último foi certamente o fator principal do atraso nas pesquisas minerais até ser modificado pela Constituição de 1934. Essa Constituição estabeleceu que as minas e demais riquezas do subsolo, bem como quedas d'água, constituem propriedade distinta do solo (LEITE, 1997).

²³ A grande dependência de fontes de energia importadas causou graves entraves econômicos ao País durante a Primeira Grande Guerra.

²⁴ As empresas estrangeiras não acreditavam na existência de grandes quantidades de petróleo no País.

Com finalidade de desenvolver a pesquisa de recursos minerais, o Governo Federal cria, em 1934, o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Esse departamento não chegou a atingir seus objetivos, pois utilizava equipamentos limitados. Por outro lado, a iniciativa privada realizava estudos preliminares e superficiais sem muita base técnica. Depois de diversos pareceres técnicos contraditórios sob a existência ou não de petróleo no Brasil, através do DNPM, um poço localizado pelos geólogos Irnack Amaral e Glycon de Paiva resultou produtivo. Este poço era localizado na região de Lobato, interior da Bahia. O petróleo jorrou no dia 21 de janeiro de 1939 e, logo em seguida, foi criada a proposta do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) com o objetivo de constituir uma reserva petrolífera nacional em torno da descoberta (LEITE, 1997).

Nesse novo contexto, assiste-se à criação da Ipiranga, que começou sua atividade em 1934, quando investidores brasileiros e argentinos constituíram em Uruguaiana (Rio Grande do Sul) a Destilaria Rio Grandense de Petróleo S/A, a primeira destilaria a operar no país. Em 1936, investidores uruguaios se interessaram pelo negócio, dada as proximidades geográficas com seu país, ingressando na sociedade para montar um projeto de uma pequena refinaria, constituindo então a Ipiranga S/A (Ipiranga, 1999).

A Constituição Federal de 1937 adicionou ao Código de Minas um capítulo regulamentar relativo às condições especiais de pesquisa e lavra, dentre outros, de petróleo e gás natural. Tratava-se de regular a concessão e a fiscalização da pesquisa e da lavra de petróleo a ser realizada por brasileiros ou empresas constituídas por brasileiros.

Em abril de 1938, o governo federal, com o apoio popular, declarou utilidade pública as atividades relacionadas com o petróleo e cria o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), com o objetivo de coordenar as atividades nessa área. As atribuições desse novo órgão são: fixação de preços de derivados de petróleo, autorização de instalações de refino e execução direta de trabalhos de pesquisa no território nacional. O artigo terceiro do referido Conselho restringia à indústria nacional o refino de petróleo importado e nacional. A indústria nacional é aqui definida como aquela onde a participação acionária era predominante de brasileiros natos (LEITE, 1997).

Em 1940, ocorreu a manifestação concreta de interesse das grandes companhias

estrangeiras de petróleo pelo Brasil. A *Standard Oil* solicitava a concessão de extração de petróleo, mas tal pedido entra em oposição com a Constituição de 1937 (LEITE, 1997).

Semelhante ao ocorrido com o carvão mineral importado durante a Primeira Guerra Mundial, o suprimento de petróleo tornou-se, pela primeira vez, raro no início da década de 40, em virtude da precariedade das vias marítimas após a Segunda Grande Guerra. O racionamento de combustíveis durante a guerra foi intenso e generalizado, prejudicando inclusive atividades econômicas vitais e acentuando a deficiência da estrutura energética nacional (OLIVEIRA, 1977).

Em decorrência disso, o CNP, em 1942, contratou duas assessorias internacionais para perfurações e prospecções sísmicas. Assim foi possível dar continuidade às perfurações na reserva em torno do poço descoberto e dar início à construção da refinaria de Mataripe, com a capacidade de 2.500 barris por dia.

Em 1943, o CNP conduziu uma política petrolífera de incentivo à participação privada nacional e estrangeira em novos projetos de exploração, refino e distribuição de petróleo (LEITE, 1997).

Com a aproximação do fim da Segunda Grande Guerra, intensificaram-se as discussões sobre os novos rumos do País no campo específico do petróleo e o CNP aprovava uma importante resolução. Tratou-se de conceder a autorização para instalação de duas refinarias particulares de 10.000 barris por dia, sendo uma no Distrito Federal do Rio de Janeiro e outra em São Paulo. Elas ficaram conhecidas respectivamente como refinaria de Manguinhos (Drault Ernany e Peixoto de Castro) e refinaria de Capuava (Soares Sampaio).

Os esforços de pesquisa incentivados pelo CNP, desde sua criação em 1938 até 1945, não foram muito significativos. Compreenderam a perfuração de um total de cinquenta poços pioneiros e exploratórios com 74 mil metros de extensão. A produção de petróleo continuava sendo baixa, tanto em termos absolutos quanto comparados às necessidades de consumo de derivados atendidas quase que exclusivamente pelas importações (LEITE, 1997).

Assim, o consumo de petróleo no país sofreu dois impactos: o da crise financeira de 1929 e o das restrições de transporte oceânico durante a Segunda Grande

Guerra, fazendo com que a opinião pública começasse a exigir do Estado uma solução.

Em 1941 se deu a criação da Associação Profissional do Comércio Atacadista de Minérios e Combustíveis que, após reformas passadas em sua estrutura, deu origem ao hoje denominado Sindicom – Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes, sindicato ao qual as maiores empresas de distribuição nacionais estão filiadas²⁵, detendo estas empresas 77% do mercado nacional de derivados.

No início da década de 50, o pós-guerra foi marcado pela bipolarização entre ocidente e oriente e pela descoberta de uma abundância de campos produtores de petróleo de alto rendimento, em plena exploração em várias partes do mundo. Esse contexto resultou no desinteresse das empresas estrangeiras em investir na exploração no Brasil, embora se soubesse da possibilidade da existência de petróleo em grandes quantidades, dada a extensão das nossas bacias sedimentares (3 milhões de metros quadrados). À exceção da *Standard Oil*, nenhuma outra companhia de petróleo manifestava interesse pelo nosso petróleo, devido ao porte de investimentos que esse tipo de atividade necessita. Apesar disso, as empresas estrangeiras negociavam para que fossem deixadas abertas as portas para uma eventual futura incursão na pesquisa.

No que tange à iniciativa nacional, a mesma não tinha a capacidade financeira para gerar grandes investimentos de risco para pesquisa de petróleo no país (OLIVEIRA, 1977).

A associação desses fatos criou a convicção da necessidade de se assegurar uma auto-suficiência do País em petróleo, formando uma base nacional que defenderia o monopólio estatal. A proposta do monopólio estatal terminaria predominando contra os interesses das companhias estrangeiras, dado que o condicionava através de medidas cautelares contra exploração exaustiva das reservas e evasão excessiva de lucros resultantes da exploração do petróleo.

O monopólio estatal, então, eliminaria a deficiência desta fonte energética, como também reduziria da balança comercial do país a importação de petróleo e a remessa de lucros que essa atividade geraria caso fosse executada por uma

²⁵ Petrobras, Ipiranga, Castrol, Chevron, Shell, Esso, Air BP, Repsol e FL Brasil (Fiat Lubrificantes).

companhia estrangeira (LEITE, 1997).

No fim do governo Dutra, foram viabilizados investimentos para o setor de petróleo, assim como mecanismos de arrecadação. Dentre os investimentos destacam-se a construção da refinaria de Cubatão - com a capacidade de refino de 45.000 barris por dia; a duplicação da refinaria de Mataripe; a aquisição de equipamentos de sondagem; e a constituição da Fronape - Frota Nacional de Petroleiros. Tais investimentos tinham o objetivo de fortalecer a indústria nacional de petróleo que ainda era fraca se comparada a dos países vizinhos.

Em 1950, diante de uma arrecadação cadente do imposto único sobre combustíveis, foi proposto um tributo aos níveis *ad-valorem*, vinculando 25% da arrecadação ao programa de petróleo brasileiro.

Em seguida, no mesmo ano, elaborou-se o orçamento para os cinco primeiros anos da empresa a ser criada, onde se verificou que os recursos seriam bem superiores às estimativas. Desse modo, o governo Vargas decidiu elaborar dois projetos de lei: o primeiro em que criou uma sociedade por ações a Petróleo Brasileiro (Petrobras) e o segundo relativo aos recursos tributários essenciais à sustentação de um programa nacional de combustíveis líquidos.

O projeto de criação da Petrobras foi enviado ao Congresso Nacional em outubro de 1951. A idéia chave desse projeto era a constituição de uma empresa de economia mista para desenvolver a produção de petróleo na escala suficiente e em curto prazo para atender a demanda do mercado.

A garantia do controle da União sobre a nova empresa era estabelecida através dos seguintes dispositivos: máximo de 51 % das ações com direito a voto ao poder da União, 15% ao capital privado e no máximo 0,1% da mesma ao capital estrangeiro. A Empresa Nacional de Petróleo (ENAPE) seria constituída pelos recursos que viriam exclusivamente da União, Estados e Municípios. Assim, não haveria subsidiária, à exceção do ramo da distribuição desde que o Estado detivesse 51 % do capital com direito a voto e o restante pertencesse a cidadãos brasileiros, além de deter o monopólio sobre a exploração, refino e transporte do petróleo produzido no Brasil.

3.2.2 A Criação e Consolidação da Petrobras:

A dinâmica dos interesses estruturais de poder nacional deu origem à Petrobras.

Tal resultado adveio de um complexo conjunto de fatores econômicos e políticos que se iniciaram na década de 30 e que se consolidaram no segundo governo Vargas.

A criação da Petrobras foi incentivada principalmente por movimentos nacionalistas, tendo em vista o desenvolvimento da produção e do refino interno de petróleo, evitando (ou reduzindo gradualmente) a dependência externa, como também de empresas estrangeiras. Assim, o nascimento da Petrobras consagrou-se como a vitória da elite nacional e estatal frente à pressão das companhias de petróleo estrangeiras, através da bandeira nacional de “ O Petróleo é Nosso” (ALVEAL, 1994).

No dia 03 de agosto de 1953, o presidente Getúlio Vargas sancionou a Lei nº 2.004, que instituiu o monopólio estatal do petróleo e criou a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) enquanto única representante. Esse foi o ponto de partida para o desenvolvimento do setor petrolífero nacional no Brasil.

A Lei nº 2.004 constituiu uma empresa de sociedade por ações de economia mista e com controle acionário do Governo Federal, declarando, assim, monopólio da União a pesquisa, lavra, refino e transporte marítimo e por dutos de petróleo, de gás e seus derivados (ALVEAL, 1994).

A referida Lei definiu várias fontes de recursos financeiros para a nova empresa (Petrobras) executar o monopólio da União. Foram os seguintes: o Fundo Rodoviário Nacional, o imposto único sobre combustíveis líquidos, o imposto de importação sobre automóveis, entres outros. Ao mesmo tempo, a lei destinou à Petrobras uma série de benefícios fiscais como isenções fiscais para a importação de maquinário, equipamentos e sobressalentes.

A Petrobras passou a atender aos interesses nacionais e a operar os ativos

recebidos do Conselho Nacional de Petróleo²⁶, garantindo a distribuição de seus derivados e visando reduzir a dependência externa desta fonte de energia, dado o seu caráter estratégico do ponto de vista econômico e militar (ALVEAL, 1994).

A indústria de petróleo no Brasil passou a ter o seguinte formato: a Petrobras detinha o monopólio de exploração, refino de petróleo e demais atividades correlacionadas, com a responsabilidade constitucional de distribuir os derivados em toda a expansão territorial do País. As demais empresas que já atuavam no País poderiam apenas agir como distribuidoras e refinarias de derivados, a exemplo da Ipiranga (RS) e a refinaria de Maginhos (RJ).

As distribuidoras (pré-existentes à criação da Petrobras) atuavam, durante as décadas do monopólio da Petrobras, apenas nas regiões de grande lucratividade (mercado Centro - Sul), enquanto as demais regiões - onde o consumo não pagava os custos de transporte - ficavam a cargo da Distribuidora Petrobras (BR) obrigada a honrar as determinações estabelecidas na lei que criou a Petrobras.

Na década de 60, com a inauguração da nova capital do país, Brasília (DF), se criou o primeiro posto de abastecimento da Petrobras. Este tinha o objetivo de criar experiência para Petrobras na distribuição de combustíveis, que até então eram feitas por companhias privadas nacionais e estrangeiras (Petrobras, 1994).

Antes que o Brasil conhecesse a dimensão de suas reservas petrolíferas, muita polêmica estaria por vir. A mais rumorosa foi desencadeada pelo americano *Walter Link*, que após se aposentar na *Standard Oil* assumiu a tarefa de criar o departamento de exploração da Petrobras em 1954. Depois de estudar a geologia do país, *Link* desaconselhou grandes investimentos em exploração. Os termos da carta enviada à diretoria da Petrobras antes de retornar à sua terra natal fizeram com que ele entrasse para a história como “agente dos interesses estrangeiros”. Dizia o texto, de 29 de agosto de 1960: "Se, todavia, a Petrobras deseja permanecer na exploração petrolífera em larga escala, e em base de competição com a indústria petrolífera internacional, e se tem dinheiro para assim o fazer, sugiro que vá a algum outro país, onde podem ser obtidas concessões e onde as possibilidades de encontrar óleo são boas." Um único trecho de sua pesquisa sugeriu que poderia "ser melhor" a exploração do "escudo continental" (oceano). O

²⁶ Fazia parte deste acervo: campos de petróleo produzindo 2.700 barris dia de petróleo; bens de industrialização, dentre eles a refinaria Landulpho Alves (RLAM) na Bahia que processava 5.000 barris dia, uma fábrica de fertilizantes e a Refinaria de capacidade de 45.000 barris por dia em Cubatão (SP), 20 petroleiros entre outros.

palpite do geólogo americano revelou-se acertado, como se veria depois.

No lado do refino, a refinaria de Duque de Caxias (REDUC) entra em operação em 1961 e começam as construções da refinaria de Gabriel Passos (REGAP) em Betim (MG), a refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) em Canoas (RS), fazendo com que o país alcançasse a auto-suficiência na produção dos principais derivados de petróleo.

A promulgação do Decreto Lei n° 53.337 de 1963 estendeu o monopólio da Petrobras, tanto à importação quanto à exportação de petróleo e seus derivados e passou-se a buscar novos poços de petróleo, principalmente no estado da Bahia e estados da região nordeste do país.

Em 1966, devido ao rápido desenvolvimento do setor petrolífero no Brasil, alavancados por grandes investimentos, diretamente do governo ou indiretamente via Petrobras, percebeu-se a necessidade da criação de um Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CENPES). Dessa forma, a empresa poderia elaborar tecnologia nacional essencial para o desenvolvimento da exploração de petróleo.

O CENPES recebeu investimentos pesados ao longo de sua existência, permitindo à Petrobras alcançar performances recordes de exploração *off-shore* em lâminas de água extremamente profundas na bacia de Campos, localizada no litoral do Rio de Janeiro (no ano de 2000 o CENPES lançou o PROCAP-3000 - Programa Tecnológico da Petrobras em Sistemas de Exploração em Águas Ultraprofundas que visa possibilitar a empresa a exploração à profundidade de lâmina d'água de cerca de 3000 metros). No ano 2001 a Petrobras venceu pela segunda vez o *Offshore Technology Conference*, um dos prêmios mais importantes no ramo de exploração marítima graças às novas tecnologias desenvolvidas pelo CENPES.

O Decreto-Lei n° 200 de 1967 consagra e realça a intervenção estatal na ordem econômica através de empresas especialmente instituídas para este fim, baseando-se em paradigmas do direito privado. Assim, esse Decreto-Lei enfatizou o princípio da descentralização, estabelecendo-se uma taxação que asseguraria às empresas públicas e às sociedades de economia mista condições de funcionamento idênticas às do setor privado, cabendo a essas entidades, sob coordenação ministerial, se ajustarem ao plano geral do governo (ALVEAL, 1994).

Esse Decreto na verdade assume particular importância para a expansão do sistema empresarial da Petrobras, permitindo expandir as atividades da empresa na direção da verticalização para a petroquímica, da conglomeração e da internacionalização. Assim, o ingresso da Petrobras no desenvolvimento petroquímico foi definitivo para dar solidez à estruturação deste ramo e facilitar a ampliação da estrutura industrial brasileira (ALVEAL, 1994).

A estratégia gradual de internacionalização na operação da empresa a partir da década de 70 não apenas assegurou a internacionalização da indústria petroquímica no país, como também consentiu um ingresso do capital privado nacional nesse segmento. Foi criado assim um "tripé" modelar implementado na indústria petroquímica brasileira, na qual o ator estatal, a Petrobras, cumpria a emenda política que lhe fora atribuída na sua origem pelos interesses dominantes nacionais, enquanto o capital privado nacional se associava ao estrangeiro de forma a viabilizar os projetos petroquímicos. Ao mesmo tempo, coube a Petrobras desenvolver uma dinâmica relacional com os atores do seu meio de intervenção específico, à medida que o ator estatal, Petrobras, atende, também, em certo grau os objetivos e interesses das empresas privadas (ALVEAL, 1994).

Em 1970, a produção nacional de petróleo atingiu os 33,7% do consumo do mercado interno. Foram concluídas as primeiras unidades dentro das refinarias pré-existentes de destilação a vácuo, craqueamento catalítico, recuperação de tratamento de gases e de mistura de asfalto (apenas na REGAP e REFAP).

Após quase uma década de experiência na distribuição de derivados de Petróleo, em 1971, foi criada a Petrobras Distribuidora S.A. (BR Distribuidora), incorporando à distribuição realizada pelo Departamento Comercial da Petrobras a responsabilidade de atender todos os pontos do Brasil onde haja demanda por derivados de petróleo.

Com a inauguração da refinaria de Paulínia (REPLAN), no Estado de São Paulo em 1972, o Brasil tornou-se novamente auto-suficiente em refino. Aparece então o interesse de associar a Petrobras a outras companhias de petróleo fora do Brasil, tanto para a venda de serviços de exploração e desenvolvimento, como em adquirir conhecimento técnico pelo "*learning-by-doing*", originando assim a Petrobras internacional (BRASPETRO).

Em 1973, com o primeiro choque do petróleo causado pelo embargo árabe e a Guerra do Yom Kippur, os preços de petróleo sobem de 2,9 dólares por barril para 11,65 dólares cada, fazendo com que o país, dependente de petróleo importado, sofresse um choque em sua economia.

O aumento extremamente significativo do preço internacional do petróleo pressionou a economia doméstica brasileira, fazendo com que o governo federal acelerasse as descobertas de novos campos e poços de petróleo, visando à redução da dependência externa de óleo e derivados, diminuindo o peso da importação desses produtos na balança comercial. Isso fez com que em 1974 fosse descoberto, na bacia de Campos (RJ), um dos maiores campos de petróleo sob a plataforma continental do mundo, o campo de Garoupa. Em 1975, houveram outras descobertas nos campos: de Badejo e Namorado (RJ), Tainha (SE), Cavala (AL) e Agulha (RN).

A segunda crise (choque) do petróleo, em 1979, levou pânico generalizado ao mercado mundial, fazendo com que o preço do óleo bruto se elevasse de 13 dólares por barril para 34 dólares no auge da crise em 1981. Em decorrência desse aumento, o Governo Federal, associado à Petrobras, começou a comercializar o álcool hidratado como combustível, de maneira a reduzir a demanda externa de petróleo, revitalizando, desta forma, o Programa Nacional do Álcool (Proálcool) que havia sido lançado em 1975.

Em meio à segunda crise do petróleo (em 1985), o país começou a sentir seus efeitos de forma mais árdua. Visando reduzir esse efeito, a Petrobras conseguiu obter uma produção recorde de 563.857 barris de óleo por dia a partir de um trabalho de descoberta e exploração do Campo de Marlin, que representava ainda o primeiro grande campo de petróleo *off-shore* do País, situado na Bacia de Campos (RJ), recém descoberta.

Em 1986, devido à redução das divisas necessárias para a importação de combustíveis, o Governo Federal foi obrigado a determinar um projeto de auto-suficiência de petróleo junto a Petrobras. Assim, foi criado o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração em Águas Profundas (PROCAP, que inicialmente deveria atingir 1000 metros de profundidade) com o objetivo de maximizar a capacitação tecnológica nacional relacionada com sistemas de produção de óleo e de gás natural, que se mostraram mais convenientes ao País

e a Petrobras. Atualmente a meta desse programa é atingir poços próximos a 3000 metros.

Entre 1988 e 1995, a Petrobras realizou grandes descobertas de petróleo, principalmente em águas profundas. O campo que se destacou nesse período foi o de Tubarão, localizado na Bacia de Santos. Por outro lado, apesar dos especialistas afirmarem a baixa probabilidade de se obter campos de óleo leve no Brasil, a Petrobras, a partir de pesquisas sísmicas, encontrou um campo portador de óleo leve de excelente qualidade e de gás natural na costa do Espírito Santo. Todo esse resultado se deu graças aos grandes investimentos efetivados pela empresa estatal, fazendo com que cada descoberta se tornasse um bom investimento. Assim, a política de auto-suficiência resultou em 1995, a partir dos bons resultados na exploração de águas profundas, para Petrobras um o recorde da produção diária de 762.110 barris óleo e equivalentes.

Podemos destacar ainda entre os anos de 1988 e 1996 os seguintes fatos:

- 1988: Consagrado o monopólio da União na constituição.
- 1990: Criação do Departamento Nacional de Combustíveis (DNP) com a extinção do CNP. Liberado preços de querosene e de lubrificantes.
- 1991: Início do abastecimento de GNV para carros leves e introduzidos os combustíveis aditivados no mercado nacional.
- 1995: Preços dos combustíveis são desqualizados, com a inclusão do valor dos fretes de transferência / coleta (álcool).
- 1996: Liberação dos preços da gasolina, do álcool e do QAV.

3.2.3 A Nova Regulação do Setor Petrolífero Brasileiro:

As mudanças políticas e econômicas ocorridas nas últimas décadas do século XX vêm questionando o papel do Estado na globalização e sua participação significativa na estrutura das indústrias de infra-estrutura, em particular, as de energia. Como foi visto, desde a Primeira Guerra Mundial, dado o seu papel na estratégia militar e na

industrialização, esses setores eram tradicionalmente operados enquanto monopólios naturais²⁷. O intensivo investimento de capital e tecnologia, o longo prazo de maturação, os custos irrecuperáveis dos investimentos (*sunk costs*)²⁸ e uma legislação restritiva constituíram pesadas barreiras à entrada, justificando a presença ativa do Estado como operador e regulador.

Com o processo de privatização das indústrias de infra-estrutura, iniciado no governo *Tatcher*, na Inglaterra, passou-se a desenvolver novos instrumentos de análise e medidas de controle, a regulação. Aponta-se para os seguintes objetivos da regulação:

3.2.3.1 Objetivos anteriores do Estado:

- Buscar a eficiência econômica, garantindo o menor preço para o consumidor final;
- Evitar o abuso do poder de monopólio, assegurando a menor diferença entre custos e preços;
- Estabelecer canais para atender às reclamações dos consumidores;
- Estimular a inovação, removendo obstáculos e promovendo políticas de incentivos;
- Assegurar a padronização tecnológica;

3.2.3.2 Novos objetivos, papel do regulador:

- Atuar na proteção dos consumidores, visando qualidade e assegurando a concorrência via preço dos derivados de petróleo;

²⁷ Estrutura de mercado caracterizada por economias de escala em que os custos, para um determinado nível de produção, são menores do que se estivessem operando em uma estrutura de mercado competitiva ou em qualquer outro tipo de mercado. De outra forma, existem custos fixos altos e custos marginais decrescentes ao longo de toda curva de demanda, fazendo com que a escala mínima eficiente comporte apenas uma firma no mercado.

²⁸ Os *sunk costs* se caracterizam por serem investimentos em ativos que não podem ser transformados ou reutilizados em outros empreendimentos do que não aqueles para os quais foram destinados.

- Garantir a segurança e proteção do meio ambiente.

Esses são os objetivos de uma Agência Reguladora²⁹, que tem como meta principal proteger o consumidor com relação a um eventual abuso de poder econômico por parte das empresas petrolíferas e, ainda, promover a regulação da concorrência baseada na legislação antitruste. Com este propósito, o regulador deve preservar as estruturas de mercados, evitando as práticas anticompetitivas, como, por exemplo, através de atos de concentração.

As formas de regulação buscam promover a eficiência econômica³⁰ nos mercados. Esta, entendida como geradora de custos e preços menores sendo capaz de evitar condutas que possam prejudicar o consumidor.

No que tange a indústria de energia no Brasil, esta, em sua grande maioria, foi historicamente caracterizada por uma estrutura de mercado monopolista iniciada no Governo Vargas e consolidada no Governo Militar sob a justificativa de representar uma das políticas de "segurança nacional".

O processo de privatização das empresas energéticas foi iniciado no governo Collor e consolidado no governo Fernando Henrique. As fortes resistências políticas³¹ e a perda do monopólio da Petrobras, levaram a uma mudança mais lenta do cronograma de privatização e na preparação legal e institucional que iniciaram em 1995 e que culminaram em 1997 com a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Assim, em novembro de 1995, foi aprovada pelo Congresso Nacional a Emenda Constitucional número 9, confirmando a União como detentora do monopólio de exploração, produção, transporte, refino e comercialização, incluindo importação e exportação de hidrocarbonetos liquefeitos e gás natural, definido pelo artigo 177 da Constituição Federal de 1988. Através dos novos termos do artigo 177, além da Petrobras, outras empresas públicas e privadas podem participar de qualquer segmento da indústria do petróleo no País através da aquisição do direito junto ao órgão regulador estatal.

²⁹ Podendo se aplicar à Agência Nacional de Petróleo.

³⁰ Quanto à questão de eficiência, atualmente a legislação antitruste tem já incorporado em seus procedimentos de análises, o conceito de eficiência dinâmica.

³¹ Pela sociedade civil e amparada pelos líderes militares.

Em 1996, por força da Lei n° 9.249 (26/12/1995), a Petrobras perde as isenções fiscais e passa a pagar imposto de renda sobre todo o resultado de suas atividades. Do total arrecadado, a partir dos pagamentos de tributos pela Petrobras, 90% eram destinados à legislação fiscal específica em decorrência do monopólio de hidrocarbonetos (PETROBRAS, 1999). O Governo Federal, com o objetivo de direcionar a política energética nacional sob âmbito competitivo das atividades relativas ao petróleo, criou, a partir da Lei n° 9478 (de 1997), o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo (ANP), (Ministério das Minas e Energias, Lei n° 9.478, 1997).

A principal razão para a criação da Lei n° 9.478 é atrair a competição com práticas de concorrência no setor de petróleo brasileiro, significando obter um mercado competitivo e regulado (ALVEAL et. al, 1999). Esse instrumento incentiva que no mercado nacional não haja apenas a presença da Petrobras e seus parceiros em grandes empreendimentos no setor de extração de petróleo, como também ocorra participação de grupos nacionais e estrangeiros do *upstream* ao *downstream*, através de condições igualitárias.

A Lei prevê ainda uma melhor alocação dos recursos tributários recolhidos pela União: em torno de 10% desses estão sendo destinados à pesquisa das atividades afins da indústria do petróleo e o restante alocado na operação do órgão regulador, como também na remuneração a União pelo uso de sua fonte de riqueza (ALVEAL, et. al, 1999).

Ao Conselho Nacional de Política Energética atribuiu-se o papel de promover o desenvolvimento nacional; preservar os recursos energéticos; defender o interesse nacional; proteger o meio ambiente e garantir a conservação de energia e, por fim, proteger os interesses do consumidor quanto ao preço e distribuição de derivados de petróleo no âmbito nacional (Ministério das Minas e Energias, Lei n° 9.478, 1997).

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) foi regulamentada a partir da Lei n° 9.478 (06/08/97). Essa agência assumiu a responsabilidade de, em nome da União, administrar o monopólio sobre a pesquisa e a lavra do petróleo e do gás natural em todo território nacional. Adicionalmente, o novo órgão tem a responsabilidade de regular e fiscalizar a distribuição e a revenda de combustíveis, procurando zelar pelo interesse público, pela preservação ambiental e estimular a livre concorrência em

prol do desenvolvimento nacional (ALVEAL et. al, 1999).

As responsabilidades atribuídas à ANP são as seguintes (ALVEAL et. al, 1999):

- A qualidade dos combustíveis e dos serviços de distribuição e comercialização. A agência tem a responsabilidade de detectar e controlar práticas fraudulentas adotadas por alguns distribuidores e revendedores de derivados de petróleo, herdando o antigo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

- A desregulamentação dos preços dos derivados de petróleo: sabendo-se que o país, ao longo de décadas, teve seus preços de derivados de petróleo controlados, danificando assim as relações de troca de mercado. A ANP vem realizando um programa associado a outros órgãos do Governo Federal de maneira a liberar gradualmente todos os preços dos derivados, deixando que esses oscilem de acordo com os preços internacionais. Contudo, a Lei n° 9.478 liberou gradualmente os preços adotados nas refinarias, ao invés do preço médio, como era feito anteriormente. A Lei prevê ainda que, em 2002³² ocorra também a liberação da importação de derivados.

- Definição de instrumentos contratuais: com a finalidade de atender às exigências previstas na Lei, foram criados instrumentos contratuais que regularizaram a relação da ANP com a Petrobras e entre a agência e, também, qualquer outra empresa de petróleo interessada em operar no País. A Lei n° 9.478 definiu que o Brasil deverá adotar um regime de concessões para governar seu ambiente regulatório, estabelecendo-se, assim, que a ANP e a Petrobras deveriam firmar acordos de concessão para todas as áreas previamente operadas pela empresa, e que deverão ser retidas por esta. A Lei estabelece, ainda, que sejam feitas novas concessões a serem licitadas para ANP. Assim, qualquer operador público ou privado, incluindo a Petrobras, poderá participar do processo de adjudicação de áreas. Logo, foi firmado um contrato de concessão para a Petrobras, antes que fosse realizada a primeira licitação de áreas de exploração.

- Distribuição das áreas a serem retiradas pela Petrobras: a ANP deveria definir quais áreas da exploração, desenvolvimento e produção, que antes estavam sob o controle da Petrobras, deveriam permanecer nas mãos da estatal e quais

³² O prazo inicial seria agosto de 2000, mas por divergências no governo federal, resolveu-se adiar o prazo para 2002 devido às dificuldades operacionais e, também, problemas político-econômicos.

destinariam a ser renunciadas e restituídas a ANP, para que pudessem ser licitadas a outras empresas. Assim, em janeiro de 1999, a ANP detinha 92,9% do território compreendido pelas 26 bacias sedimentares do Brasil, enquanto a Petrobras retinha apenas 7,1 %. A agência concedeu a Petrobras 397 áreas das 433 requeridas pela companhia. Tendo então para a Petrobras uma perda de cerca de 20,1% das áreas requeridas na Bacia de Campos.

- Novos contratos de concessão em exploração e produção a partir da primeira rodada de licitação realizada em 1999 novos contratos de concessão foram firmados na exploração e produção de petróleo. Foram licitados 27 blocos, o que representa 2% do total do território das bacias sedimentares brasileiras.

- A definição da participação governamental no *upstream*: criou-se um sistema de concessão, benefícios econômicos e sociais oferecidos pela atividade petroleira através de instrumentos fiscais conforme a Lei n° 9.478. Além das obrigações do sistema fiscal brasileiro, a contribuição de royalties, bônus de assinatura de contrato, pagamentos anuais de aluguel de área fixos e calculados por Km² incluído na área de concessão e uma participação especial que depende da produtividade do campo.

- A liberação das atividades de *downstream*³³: permitiu que outras empresas, além das que já estavam presentes, atuassem neste segmento. A ANP passa então a ser responsável pela emissão das permissões para este fim, bem como pela regulamentação e supervisão das mesmas. A partir disso, qualquer companhia de petróleo poderia submeter propostas para a construção, expansão e operação de refinarias novas ou existentes, como para sistemas de transporte, armazenamento e instalações de distribuição.

- Estímulo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias: a Lei determina, entre outras tarefas da ANP, o estímulo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias nas atividades de exploração, produção, transporte, refino e processamento do setor de petróleo e de gás natural. A iniciativa ocorreu pelo Decreto Lei n° 2.851 (30/11/98), o qual determina um programa de amparo à pesquisa científica e a tecnológica aplicada à indústria de petróleo implantada no Brasil. De acordo com o Decreto, sobre a parcela dos royalties que exceder 5% da produção dos concessionários de exploração e produção de petróleo e de gás natural, serão destinados 25% ao

³³ Esta liberação surgiu com a Lei n° 9.478.

Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) para o financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento de tecnologia necessária para a indústria petrolífera. Uma parcela dos recursos, repassada ao MCT, é transmitido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), onde será criada uma rubrica específica destinada a convênios com universidades e centros de pesquisa. Dentro dessa mesma linha, estabeleceu-se uma cláusula dos contratos de concessão entre a ANP e a Petrobras, na qual ficou definido que esta investirá um valor equivalente a 1% de sua receita bruta da produção em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento. Assim, 50% do valor arrecadado pode ser aplicado em projetos destinados a pesquisa dentro do setor de petróleo e outros 50% destinados ao desenvolvimento da pesquisa por universidades e instituições de pesquisas nacionais credenciadas junto a ANP. Além disso, esse projeto é um fator de formação de quadros técnicos capacitados na área de petróleo (empresas) e regulação (ANP) do setor, pois qualifica profissionais.

A nova forma de regulação que emergiu para atender a necessidade de criar um ambiente competitivo representa, ainda, um desafio aos órgãos reguladores (ANP, 1999). Desde 1997, a ANP, por atribuição legal, vem incentivando um mercado competitivo, onde a Petrobras (principal ator do setor até o presente) e as demais empresas possam operar em condições semelhantes. O grande problema, não definido na legislação, está na criação de competitividade em todos os segmentos da indústria de petróleo, fato que esbarra no gigantismo da Petrobras, monopolista da extração ao refino por quase quatro décadas.

4 AS ESTRATÉGIAS GERAIS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO:

Com embasamento nas considerações teóricas, a análise das estratégias das empresas foi dividida em quatro grupos: a antiga empresa monopolista na exploração e no refino (Petrobras), as empresas incumbentes³⁴, as multinacionais entrantes (BP, Repsol-YPF), e as pequenas e médias empresas voltadas para a distribuição.

O destaque especial foi contemplado à Petrobras, pelo fato de ser a única empresa estatal a deter a liderança no mercado nacional e por ser a única com atividades verticalizadas anterior à Lei 9.478 e obviamente por ser, em tese, a mais afetada pela queda do monopólio.

Dividiu-se a análise das estratégias nos três segmentos da indústria de petróleo: exploração e produção (*upstream*), refino e transporte (*mildstream*) e distribuição (*downstream*). Essa decisão busca verificar se o novo marco regulatório vem atingindo diferentemente cada segmento ou se ocorre um padrão homogêneo na mudança nas estratégias das empresas dessa indústria.

4.1 PETROBRAS:

A Petrobras foi criada, em 1953, como empresa estatal que detinha o monopólio na exploração e refino de todo o petróleo consumido no País.

A Petrobras foi classificada como a 8ª maior empresa de petróleo do mundo com

³⁴ Empresas de petróleo que já faziam parte do mercado antes da mudança do marco regulatório (Esso, Shell, Ipiranga, Texaco), nesta dissertação não se classifica a Petrobras como empresa incumbente dada as suas particularidades na sua operação.

ações negociadas em bolsas de valores, de acordo com a *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW), publicação que divulga anualmente o ranking das 50 maiores e mais importantes empresas de petróleo. Entre as estatais, a empresa ficou na 8ª posição. No ranking geral, que avaliou 125 empresas, a Petrobras é a 14ª maior do mundo.

O ranking, publicado no suplemento da PIW de dezembro de 2006, é referente ao ano de 2005 e reúne um grupo de 50 empresas, coincidentemente dividido entre 25 estatais e 25 privadas. Juntas, essas empresas são responsáveis por 75% do suprimento mundial de óleo e gás. As 50 empresas da PIW também detêm 85% das reservas mundiais de petróleo e 64% das reservas de gás. Respondem ainda por 81% da produção mundial de petróleo e por 68% da produção de gás, detendo 60% da capacidade mundial de refino.

Para compor o ranking, a PIW utiliza seis critérios. Entre eles, a Petrobras se destaca na comercialização de derivados (9º lugar), na produção de petróleo (11º lugar) e na capacidade de refino (12º lugar). As demais posições ocupadas pela Petrobras foram: reservas de petróleo (16º lugar); reservas de gás (34º lugar); e produção de gás (24º lugar).

O ranking da PIW mostra que as empresas estatais, particularmente da Rússia, China e de outras economias emergentes, foram as que apresentaram os ganhos mais significativos durante o ano de 2005. As chamadas "*supermajors*" e as estatais tradicionais que dominam as posições de destaque no ranking permaneceram estáticas ou perderam posições.

Na ordem decrescente, as 15 maiores empresas que integram o ranking são a Saudi Aramco (Arábia Saudita), Exxon-Mobil (USA), NIOC (Irã), PDVSA (Venezuela), BP (Grã-Bretanha), Royal Dutch Shell (Grã-Bretanha/Holanda), PetroChina (China), Chevron (USA), Total (França), Pemex (México), ConocoPhillips (USA), Sonatrach (Argélia), KPC (Kuwait), PETROBRAS (Brasil) e Gazprom (Rússia).

A empresa tem o Governo Federal como sócio majoritário. Isso pode ser benéfico em tempos de estabilidade econômica e custoso em períodos de austeridade. Devido a períodos em que as contas do Governo Federal estão superavitárias, os recursos do Tesouro ou a política de preços públicos têm um efeito positivo sobre as

contas e investimentos desta empresa, o orçamento a ela destinado aumenta³⁵. Assim, na década de oitenta, o estabelecimento de tarifas reais para os derivados, baseado no preço de importação do petróleo, permitiu aumentar em 30% o faturamento da Petrobras, viabilizando os planos de investimentos da empresa (COUTINHO e FERRAZ, 1994).

Contrariamente, em períodos de crescimento dos preços dos derivados de petróleo importado e de forte inflação, o controle de preços dos combustíveis resultou em tarifas “irreais” e um grande prejuízo para a companhia na chamada conta petróleo³⁶. O reajuste dos preços dos derivados de petróleo sendo inferior ao custo do barril importado e as sucessivas quedas do valor real do dólar e do preço do petróleo de 1986 a 1991, geraram dívidas do Tesouro Nacional com a Petrobras³⁷. Adicionalmente, o déficit público restringiu os investimentos da empresa porque o seu orçamento anual de investimentos não reflete a lucratividade da empresa, mas a situação econômica da União.

Na década de 90, a Petrobras conseguiu atingir seu objetivo de aumentar sua autonomia, reduzindo a importação de petróleo para cerca 20% do total consumido, através da exploração de petróleo produzido na bacia de Campos (RJ) e adequando suas refinarias para processar óleo pesado (Petrobras, 1999).

A Bacia de Campos continua sendo, com dados de produção de junho de 2007, responsável por mais de 80% da produção nacional de petróleo. Isso é viabilizado por investimentos pesados efetuados pela Petrobras em inovações tecnológicas que permitiram a sua especialização na exploração de óleo em águas profundas em torno de 2000 metros³⁸. Como resultado, obteve-se um grande *know-how* na exploração *off-shore*³⁹, que lhe confere a sua vantagem comparativa da Petrobras nesse tipo de atividade vis-à-vis a concorrência. Além disso, uma boa parcela das refinarias da empresa processam, atualmente, o óleo pesado produzido em Campos

³⁵ Pois apesar de gerar lucros, estes são diretamente enviados ao Tesouro Nacional e apenas uma pequena parcela deste retorna a empresa para a realização de seus investimentos, através do seu orçamento anual votado pelo Senado Federal.

³⁶ Dívida que a União obteve com a empresa para poder controlar os preços dos derivados nos períodos de inflação e de grandes variações cambiais.

³⁷ Prejudicando as suas contas, foi assim que em 1987 criou-se a PPE para se contabilizar a dívida que a União teria com a Petrobras. Deve ser levada em consideração, ainda, a gestão estatal que limita a autonomia administrativa e financeira, burocratizando o processo de contratação de mão de obra e de fornecedores.

³⁸ Embora o investimento em tecnologias e produção de petróleo em águas profundas tenha sido a meta da Petrobras na década de 80, os resultados maiores só surtiram efeito na década de 90, quando os grandes campos entraram em operação.

³⁹ Exploração em água profunda acima de mil metros.

e demais regiões do País.

A tabela a seguir apresenta por estado e por país a produção da Petrobras no mês de junho de 2007.

Tabela III
Produção de óleo e gás natural da Petrobras em junho/2007 por estado e por país

PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL DA PETROBRAS JUNHO DE 2007 POR ESTADO E POR PAÍS							
ESTADO/PAÍS	PRODUÇÃO DE ÓLEO barris/dia mil			PRODUÇÃO DE GAS metros cúbicos/dia			ÓLEO/GAS em barris equivalentes/dia (boe)
	TERRA	MAR	TOTAL	TERRA	MAR	TOTAL	
Rio de Janeiro	0	1.450.297	1.450.297	0	19.165	19.165	1.570.838
Espírito Santo	17.582	113.079	130.661	256	2.367	2.623	147.156
Amazonas	54.265	0	54.265	9.145	0	9.145	111.784
R.G.Norte	56.950	13.153	70.103	853	1.527	2.380	85.074
Bahia	48.476	275	48.751	3.645	1.193	4.838	79.181
Sergipe	40.826	5.800	46.626	254	1.003	1.257	54.536
Alagoas	9.622	348	9.970	1.981	379	2.360	24.819
Ceará	1.852	8.337	10.189	2	189	191	11.387
São Paulo	0	1.143	1.143	0	907	907	6.850
Paraná (xisto)	4.040	0	4.040	105	0	105	4.703
Paraná	0	1.347	1.347	0	32	32	1.546
Total Brasil	233.613	1.593.779	1.827.392	16.241	26.762	43.003	2.097.874
Argentina	54.260	0	54.260	8.183	0	8.183	102.421
Bolívia	9.856	0	9.856	9.334	0	9.334	64.796
Colômbia	16.566	0	16.566	3	0	3	16.585
Venezuela	13.851	0	13.851	325	0	325	15.764
Peru	13.373	0	13.373	329	0	329	15.308
Estados Unidos	0	4.834	4.834	0	1.715	1.715	14.927
Equador	10.991	0	10.991	0	0	0	10.991
Angola	0	4.265	4.265	0	0	0	4.265
Total exterior	118.897	9.099	127.996	18.174	1.715	19.889	245.057
Total Petrobras	352.510	1.602.878	1.955.388	34.415	28.477	62.892	2.342.931

Fonte: Petrobras, 2007.

Após a mudança do marco regulatório⁴⁰, a Petrobras inicia um processo de reformulação conseqüente da nova legislação, gerando forte resistência interna e externa à empresa. A Petrobras passa então, a ter uma diretriz mais sistematizada no final de 1999 com a publicação do Plano Estratégico do Sistema Petrobras até o ano de 2010. Com o aprendizado advindo deste primeiro plano estratégico a Petrobras está em vigor no momento com o seu plano estratégico PETROBRAS 2015 apresentado na figura a seguir.

⁴⁰ Com a Lei número 9.478 de 1997.

Figura III
Estratégia Corporativa Petrobras 2015



Fonte: Petrobras, 2007.

O próprio conteúdo da estratégia corporativa da Petrobras 2015 deixa clara a mudança de mentalidade empresarial da companhia. A empresa teve que sair de um ambiente no qual não havia competição e que seus custos não eram determinantes do sucesso de mercado para um ambiente competitivo onde as margens foram reduzidas fazendo com que a rentabilidade tenha que ser alcançada na disputa de mercado e forçando que a empresa sentisse a necessidade de atuar de forma integrada como nunca antes ocorrido.

O Plano estratégico busca responder à nova concorrência no setor decorrente da quebra do monopólio e pressupõe atender ao desafio de deixar de ser uma empresa

propriamente voltada para a conjuntura econômica do governo⁴¹, passando para uma nova ótica na qual a lucratividade é o principal eixo de desenvolvimento⁴².

A respeito do plano estratégico da Petrobras 2015 podemos ressaltar ainda a visão da companhia em ser uma empresa integrada de energia com forte presença internacional e líder na América latina, atuando com foco na rentabilidade e na responsabilidade social e ambiental. Esta visão clarifica o alinhamento da Petrobras com as demais empresas de Petróleo do mundo no sentido das empresas estarem passando atualmente a ser empresas de energia ao invés de empresas estritamente de petróleo apesar, dos maiores lucros auferidos por estas empresas ainda serem em função da exploração, refino, transporte e distribuição de petróleo. Outro ponto relevante da nova visão da Petrobras está na importância dada a internacionalização da companhia.

A missão da Petrobras para 2015 é a de atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos seus clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua. Na missão da empresa fica exposta a característica de seu maior acionista com direito a voto, o governo, no momento em que fica claro que o desenvolvimento nacional é um dos objetivos da empresa, além disso, a Petrobras visa estender a visão de desenvolvimento conjunto também aos demais países onde atua.

Passar de uma estratégia simples de produzir petróleo na Bacia de Campos e adequar as refinarias para processar petróleo pesado (estratégia da Petrobras na década de 90) para a atual estratégia apresentada na figura III é um dos grandes desafios da Petrobras depois da abertura do mercado.

A Petrobras mantém as metas agressivas de crescimento em seu Plano de Negócios 2007-2011. Pela primeira vez, em 2006, a empresa divulgou estimativas de produção de petróleo e gás natural para 2015, relacionando os principais projetos que darão suporte ao crescimento pós-2011.

O posicionamento estratégico da Companhia dá destaque à expansão do refino

⁴¹ Que buscar atender ao mesmo tempo seus interesses, bem como os do governo.

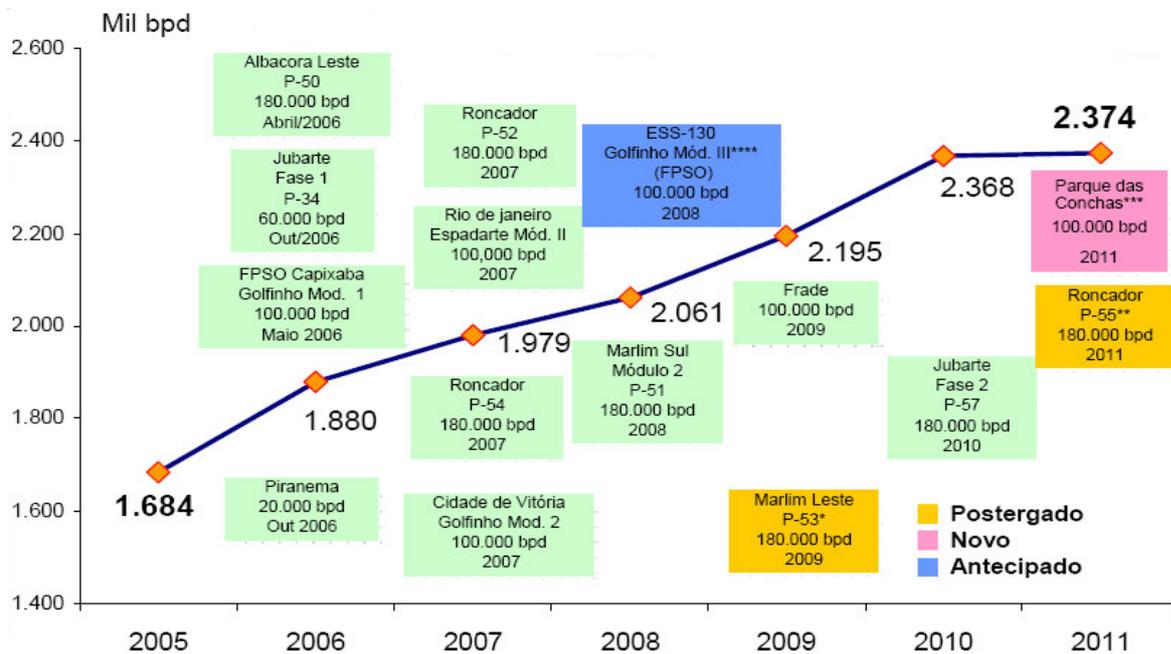
⁴² Onde o Governo Federal detém o poder de controle da companhia.

no Brasil, a fim de agregar valor à crescente produção de óleo no País, seja pelo aumento das vendas proporcionadas pelo crescimento do mercado brasileiro, seja pela ampliação das exportações de derivados. A Petrobras busca, assim, um equilíbrio de longo prazo entre o crescimento da produção e a capacidade de refino. No mercado de energias renováveis, o foco são os biocombustíveis, segundo a estratégia de liderar a produção de biodiesel no Brasil e expandir a comercialização de etanol.

A produção nacional de petróleo e gás natural chegará, em 2011, a 2 milhões 925 mil barris de óleo equivalente por dia (boed) (sendo 2 milhões 374 mil boed de petróleo e 551 mil boed de gás natural) . Em paralelo a esse crescimento, as refinarias no País processarão 1 milhão 877 mil barris por dia (bpd) e o processamento diário de óleo brasileiro subirá para 1 milhão 710 mil bpd. Com esse desempenho, a Companhia aumentará dos atuais 80% para 91% a participação do óleo nacional na carga processada nas refinarias, consolidando a sustentabilidade da auto-suficiência. A venda do excedente, que em 2006 foi de 335 mil bpd, chegará a 584 mil bpd em 2011.

Segue figura apresentado os projetos já em andamento da Petrobras que irão possibilitar alcançar a marca de 2 milhões 374 mil boed de petróleo em 2011.

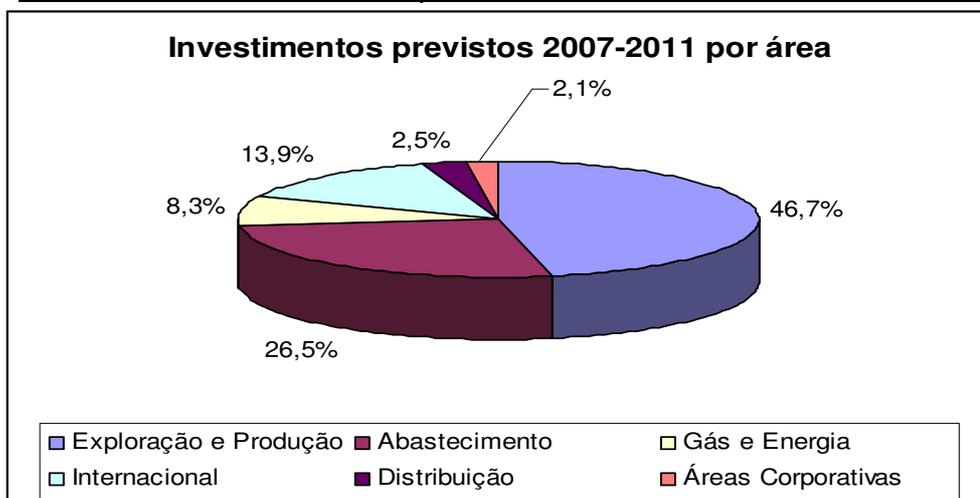
Figura IV
Principais Projetos de Produção de Óleo e LGN da Petrobras no Brasil



Fonte: Petrobras, 2007.

Do total de investimentos previstos para 2007-2011, US\$ 87,1 bilhões, com média de US\$ 17,4 bilhões por ano, US\$ 75 bilhões (86%) serão investidos no Brasil. Os maiores investimentos serão em Exploração e Produção, Gás e Energia, e Abastecimento como pode ser visto na figura abaixo.

Figura V
Investimentos da Petrobras previstos entre os anos de 2007 e 2011.



Fonte: Petrobras, 2007.

Dos US\$ 12,1 bilhões (13,9%) destinados ao exterior, 65% serão aplicados na América Latina, oeste da África e Golfo do México, regiões prioritárias para a expansão da Petrobras.

Como parte da estratégia para consolidar-se como empresa integrada de energia com atuação internacional, a Petrobras conferiu maior visibilidade às metas na área de energias renováveis. Em 2011, deverá disponibilizar 855 mil m³/ano de biodiesel e exportar 3,5 milhões de m³ de etanol e a capacidade das termelétricas e da co-geração será de 4.554 MW.

A Petrobras mantém a política de preços alinhada ao mercado internacional. A previsão de geração própria de caixa de US\$ 86,7 bilhões entre 2007 e 2011 atenderá à quase totalidade dos investimentos. Estão previstas captações no mercado financeiro e amortizações de dívida em linha com a política de alongamento de prazos e redução da alavancagem financeira. O Retorno de Capital Empregado (Roce) médio está previsto em 16%.

A concorrência gerada pela flexibilização do monopólio resultou na necessidade da diversificação para atuar em novos negócios, consolidando assim a antiga estratégia de parcerias (direta, tecnológica, *project finance*, etc.), que permitisse produzir e comercializar petróleo e o gás natural pela Petrobras no mercado latino americano.

A estratégia de parcerias é a única maneira de viabilizar investimentos, já que a Lei 9.478 determina que a participação da Petrobras em novos empreendimentos deve ser sempre minoritária, impedindo, inclusive, as empresas estatais de se endividarem junto a órgãos de financiamento, mas permitindo parcerias, ditas "*out or balance*"⁴³. Pois mesmo estando no momento com um caixa forte, a empresa muitas vezes se vê tolhida pelo seu maior acionista em realizar investimentos com capital próprio pois a Petrobras é significativamente relevante para o resultado do superávit primário do governo brasileiro.

No que tange à regionalização dos negócios, o Plano Estratégico privilegia a consolidação da liderança no mercado da América Latina, aumentando as reservas de petróleo através de investimentos em tecnologia que permitam elevar a capacidade de produção de óleo, assegurando assim, a sua colocação no mercado

⁴³ São estas as parcerias via *project finance* onde os recursos não advêm da empresa, mas dos sócios do projeto.

sul-americano.

As atividades internacionais permitem diversificar riscos⁴⁴, reduzindo assim, os custos do capital e assegurando o crescimento da área de atuação da empresa. A nova forma encontrada após 1998 é a troca de ativos da empresa no Brasil por ativos no exterior, em particular na América Latina, em consonância de sua estratégia global de internacionalização de suas atividades e de realizar lucro em divisas.

Sob a ótica da internacionalização, já em 1993, a Petrobras, consorciada com a Argentina Pérez-Companc⁴⁵, comprou 70% das duas maiores refinarias bolivianas⁴⁶ pelo valor US\$ 102 milhões. A compra destas refinarias responde a uma previsão de inserir a Petrobras no ambiente cada vez mais competitivo da América Latina, notoriamente no refino e na distribuição, onde já se nota o ingresso de novas companhias. Ainda neste cenário a Petrobras veio posteriormente em 2003 por adquirir a Pérez-Companc, transformando a parte argentina da mesma na Petrobras Energia S/A (PESA).

Quanto à estratégia de diversificação dos seus negócios, a empresa prevê consolidar sua presença na petroquímica e no negócio de geração de energia elétrica para viabilizar a utilização de seus insumos, principalmente o gás natural que tem um mercado incipiente.

No que se refere à diversificação na petroquímica, a Petrobras busca um melhor aproveitamento das suas refinarias. Apesar de muitas destas trabalharem próximas à plena capacidade, poderiam produzir produtos químicos mais nobres e de alta demanda no mercado, notadamente o propano. Isso representaria expandir a capacidade produtiva por meio de investimentos em novos produtos, o que demandaria novos parceiros. Porém, existe um grande problema no que tange as parcerias, pois as grandes companhias petroleiras presentes no País possuem uma grande capacidade ociosa no Caribe⁴⁷ e poderiam achar investimentos com essa finalidade no Brasil inviáveis. Ainda sobre as refinarias, grande parte das refinarias

⁴⁴ São estes: cambial, político, tecnológico.

⁴⁵ Onde a Petrobras detém 70% de participação no consórcio.

⁴⁶ São estas as refinarias Gualberto Villarroel em Cochabamba e Guillermo Elder Bell em Santa Cruz de Ia Sierra que pertenciam a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Ambas refinarias acumulam uma capacidade de refino de 42 mil barris de petróleo dia.

⁴⁷ São estas a Shell, Texaco e Esso.

da Petrobras atualmente estão passando por grandes transformações para que a empresa possa se adaptar as novas exigências ambientais como o novo teor de enxofre exigido para o diesel.

Adicionalmente, a empresa vem intensificando seu papel de instrumento de política macroeconômica do Governo Federal, isto é explicado, por um lado, pelos expressivos investimentos em exploração de petróleo atendendo a velha política de auto-suficiência e assim reduzindo a dependência externa de petróleo dada a recente oscilação dos preços do mercado internacional, bem como vem reduzindo, a pressão na balança de pagamentos, da importação de óleo, como ao mesmo tempo, permite captar recursos no exterior.

4.2 EMPRESAS INCUMBENTES – PRIVADAS:

Na década de oitenta, a estagnação econômica, com inflação crescente e juros elevados, induziram as empresas privadas⁴⁸ a um processo de ajuste e de estratégias defensivas que se traduziram em: retração dos investimentos, endividamento deliberado e realização de receitas não operacionais (COUTINHO e FERRAZ, 1994). Com o início das negociações políticas da flexibilização do monopólio de abertura comercial e o processo simultâneo de recessão acelerou-se uma nova etapa de ajuste do sistema empresarial. Programas de Qualidade Total e de ISO 9.000 foram implantados nas empresas repercutindo em seleção das linhas de produtos, visando à concentração das áreas de competência (*core business*) e o enxugamento das estruturas administrativas, buscando um novo modelo de organização (*downsizing*). Toda essa mudança era estipulada na possível queda da margem da distribuição que ocorreu a partir de 1997.

Partindo desse denominador comum, passa-se a seguir, a analisar as distintas estratégias nas empresas selecionadas, atentando, na medida do possível, o determinante dessas estratégias.

4.2.1 Esso:

A Esso, sob o nome de Standard Oil Company of Brazil, foi à primeira empresa de petróleo a se instalar no Brasil em 1912. Na década de 80, a empresa buscava

⁴⁸ Instaladas no Brasil.

aumentar sua parcela no mercado de distribuição, detendo a maior parcela no mercado de lubrificantes.

No início da década de 90, a empresa decidiu reduzir ao máximo suas atividades no País, uma vez que não acreditava na viabilização da quebra do monopólio. Nesse contexto, a Esso interrompeu seus investimentos no Brasil, colocou à venda sua fábrica de lubrificantes na Ilha do Governador (RJ) e iniciou um programa voluntário de demissões. Como resultado desse processo, a Esso perdeu sua fatia de mercado no segmento de lubrificantes passando de 13%, na década de 80, para 3%, no início dos anos 90. Na ausência de um comprador para a unidade de lubrificante, a empresa permaneceu neste segmento.

Atualmente, a empresa detém cerca de 1850 postos de gasolina em diferentes regiões do Brasil, valores muito aquém dos 2.720 postos que a empresa detinha no ano de 2000 (ANP, 2006), tendo participação de apenas 9,1% do total do mercado nacional de distribuição de gasolina C (ANO, 2006) e cerca de 9,7% do mercado de lubrificantes das empresas associadas ao Sindicom – Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes, valor explicado pela fusão da Exxon com a Mobil citado a frente (Sindicom, 2007). Adicionalmente, a Esso obteve o contrato de fornecimento de lubrificantes da Citroën e Peugeot no mundo e na América Latina.

A empresa detinha um percentual maior de mercado até o fim de 1992. No momento em que esta pensou em encerrar suas atividades, principalmente no campo de lubrificantes no início de 1993, passou a perder o mercado até então alcançado.

Para retomar a sua liderança, a empresa introduziu uma reestruturação na gestão, promovendo um *downsizing* no seu capital humano, concentrando no seu *core business* e eliminando sua participação no mercado financeiro nacional⁴⁹.

Em 1997, a mudança do marco regulatório fez a Esso alterar radicalmente sua estratégia buscando aumentar sua fatia de *market-share* e na perspectiva de novos negócios. Sendo assim, passa a investir pesado na sua fábrica de lubrificantes e adquire, em associação com outras empresas, áreas *off-shore* de exploração de

⁴⁹ Segundo o entrevistado, a instabilidade econômica, das décadas de 70 e 80, retirou das empresas de petróleo a receita "não operacional" que a inflação gerava para as companhias.

petróleo.

Na exploração, os investimentos revelam uma estratégia, ainda que parcial, de verticalização, bem como diversificação das atividades no Brasil. A médio prazo, essa medida poderá gerar uma retração dos custos e um aumento das margens de lucro. Para a empresa, uma possível participação no refino no território nacional seria praticamente descartada dada à capacidade ociosa das suas unidades no Caribe⁵⁰. Contudo, na distribuição, a Esso investe pesado em publicidade de forma a diferenciar seus produtos vis-à-vis da concorrência.

Mais recentemente a fusão das duas grandes companhias petrolíferas, a Exxon e a Mobil, em 2000, resultou na constituição da ExxonMobil Corporation, a empresa nº 1 do mundo nos negócios de petróleo e petroquímica, reunindo um significativo conjunto dos melhores recursos humanos e tecnológicos.

No Brasil, a fusão agregou à Esso os produtos lubrificantes da marca Mobil, que possuem uma longa tradição de qualidade. Já em 1910, produtos Mobil (óleos e graxas) eram vendidos no Brasil através de representantes atacadistas. Hoje, são centenas de itens com essa marca para atender a diferentes mercados, que se somam aos produtos lubrificantes Esso. Cada marca tem sua estratégia de vendas e está apta a suprir as diferentes necessidades de consumo do País.

4.2.2 Shell:

A Shell é a sexta maior empresa do país, possuindo um faturamento de cerca de US\$ 15 bilhões em todas as suas atividades petrolíferas. Ao se implantar no Brasil, a empresa construiu o primeiro depósito de óleos localizado na Ilha do Governador (RJ), distribuindo em lombo de burro o querosene Aurora e a gasolina Energia (SHELL, 1999).

Sua estratégia inicial era de verticalização⁵¹, obtendo uma parcela considerável do mercado de distribuição, como também da exploração de petróleo. Essa estratégia esbarrou na legislação de 1954 que limitava a empresa a atuar apenas no

⁵⁰ Só não seria descartado, caso o custo econômico de converter as refinarias da empresa no Caribe fosse superior a aquisição de uma participação numa refinaria da Petrobras, por exemplo. Mas isso só ocorreria caso houvesse uma grande sub-taxação da importação de derivados de petróleo, um pouco contrário as propostas do governo federal.

⁵¹ Estabelecida nas décadas de 60 e 70.

ramo de distribuição.

Recentemente, após a mudança do marco regulatório, foram estabelecidas algumas parcerias com a Petrobras na produção de óleo *off-shore*. As aquisições de campos para a exploração de petróleo em parceria com outras empresas demonstram claramente que a empresa volta a sua estratégia inicial de trabalhar em pelos menos dois segmentos do petróleo (*upstream e downstream*). A atividade de refino estaria descartada temporariamente pela empresa dada às baixas margens que esta proporciona no resto do mundo e as dificuldades⁵² de implantar uma refinaria no País, mas acredita em parcerias junto a refinarias já existentes de forma a poder refinar o óleo que será produzido no País.

Em agosto de 2003, a Shell tornou-se a primeira operadora internacional de capital privado a produzir petróleo em escala comercial na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, nos campos de Bijupirá e Salema.

A Shell está com presença em 15 blocos, dos quais 13 estão em fase de exploração e dois em fase de avaliação. Seis destes blocos são operados pela Shell, que também é responsável pelas atividades no campo de gás de Merluza na Bacia de Santos, em parceria com a operadora Petrobras.

A Shell abastece atualmente cerca de 10,1% do mercado de distribuição de gasolina C nacional, tendo cerca de 1.890 postos (ANP, 2006), valor muito abaixo dos 3.400 postos que a empresa detinha no ano de 2000 (ANP, 2000).

Em maio de 2000, a Shell vendeu cerca de 285 postos, na sua grande maioria no Estado de São Paulo⁵³ para AGIP (Gazeta Mercantil, junho de 2000), postos estes que posteriormente seriam adquiridos pela Petrobras como será exposto a frente. A venda de alguns postos contradiz, de certa forma, a política oficial da empresa no Brasil, mas reflete claramente as diretrizes da matriz de redução dos custos operacionais. A empresa estaria diversificando suas atividades, trocando ativos na distribuição (postos) por capital de giro maior de forma a fomentar novos investimentos no *upstream*.

⁵² As dificuldades são tanto financeiras relacionadas à instabilidade da economia no final da década de 90, bem como a falta de incentivo, devido a grande capacidade ociosa das refinarias no exterior.

⁵³ O maior mercado consumidor de derivados de petróleo do País.

A empresa após a crise asiática sofreu um grande abalo financeiro, que a obrigou a retrair suas atividades para o *core business*, principalmente em áreas onde a lucratividade permita ganhos econômicos expressivos como foi noticiado pela próprio presidente da empresa no Brasil, David Perret, na época da crise. Sendo assim a Shell visou concentrar seus esforços para manter apenas a sua rede de postos mais rentáveis, abrindo mão em diversos momentos de postos de pequeno volume e perdendo *market-share*.

Analisando a venda dos postos mencionada, fica claro que existe um conflito de estratégias entre a Shell Brasil e a matriz no exterior. De um lado, há uma necessidade de adotar a estratégia de *core business* e *downsizing*, promovendo um enxugamento dos gastos, reduzindo o pessoal, voltando às atividades afins, e do outro a necessidade de investir em um mercado que se torna mais competitivo a cada dia. Não efetuar novos investimentos pode significar a Shell perder sua presença líder e de lucros. Assim, a venda dos 285 postos pode ser interpretada, de certa forma, como uma maneira de captar recursos para que estes sejam empregados em novos investimentos, como no *off-shore*.

No ano de 2006 mais uma vez a Shell deixou clara a sua estratégia de *core business* e *downsizing* ao acabar com o setor da empresa responsável pela comercialização de lubrificantes no mercado nacional, a ação da Shell foi de terceirizar este serviço, passando esta atividade a uma empresa da qual possui 100%, a Fusus - Franqueadora dos Distribuidores Shell visando reduzir os custos e ter lucro já que esta empresa irá atuar focada apenas em lubrificantes e com uma estrutura muito menor que a existente anteriormente pela Shell. Desde de que o executivo Vasco Dias assumiu a presidência da Shell em fevereiro de 2005 ficou clara a postura da empresa de não estar disposta a continuar investimento em segmentos de mercado que não estiverem sendo rentáveis como ficou claro no segmento de lubrificantes.

4.2.3 Ipiranga⁵⁴:

A história da Ipiranga começou quando investidores brasileiros, uruguaios e argentinos constituíram, em Uruguaiana (Rio Grande do Sul), a Destilaria Rio Grandense de Petróleo S/A. A destilaria de Petróleo começou a funcionar em 26 de

⁵⁴ Em virtude da venda da Ipiranga ainda ser muito recente e não existirem dados de posicionamento do mercado frente este episódio, esta dissertação estudou a companhia com a estrutura do ano base de 2006. A aquisição da Ipiranga pela Petrobras, Ulbra e Brasken será incluída nas considerações finais deste trabalho.

novembro de 1934, processando cerca de 400 barris/dia. Pela primeira vez no Brasil eram produzidos em escala industrial gasolina, querosene, óleo diesel e óleo combustível.

A nova empresa teve que se deparar de cara com graves problemas de suprimento em função de no ano de 1936, pouco mais de um ano depois de a Destilaria ter sido inaugurada, uma lei do governo argentino proibir a reexportação de petróleo a partir do território do país, rota usada pela refinaria para trazer o petróleo do Equador.

Em função dos problemas de suprimento iniciais os empresários decidiram unir interesses e capitais. Ao invés de ficarem estudando a possibilidade de abrirem uma nova destilaria em Uruguaiana ou Santana do Livramento, viram que a solução que melhor atendia a todos os interesses era investir na construção de uma nova unidade produtiva, a ser instalada na própria cidade do Rio Grande. O petróleo cru poderia ser armazenado num tanque com capacidade para 80 mil barris, quantidade suficiente para abastecer por tempo razoável as duas destilarias: a Rio-Grandense e a nova destilaria, projetada para processar, em média, 1.500 barris/dia. Além das unidades iniciais de destilação, o empreendimento poderia mais tarde ser acrescido de unidades de refino por craqueamento, o que aumentaria a oferta e tornaria mais sofisticados os produtos a serem fabricados. Por esta razão, dado o futuro que se antevia para o novo negócio, ele rapidamente passou a ser chamado de "Refinaria".

Em 5 de agosto de 1936, em Porto Alegre, empresários brasileiros, argentinos e uruguaios formalizaram a constituição da nova empresa – Ipiranga S.A. Companhia Brasileira de Petróleos.

Passados problemas de localização da nova refinaria junto ao governo federal em função do mesmo não aceitar que a nova unidade fosse construída em um terreno cedido pelo governo do estado alegando que já havia um prévio planejamento de urbanização para a área, a diretoria da recém-criada Ipiranga ficou sem outra alternativa que não fosse a de comprar outra área o mais rapidamente possível e no dia 7 de setembro de 1937 ocorreu a inauguração da Refinaria da Ipiranga.

Antes da mudança do marco regulatório, seus objetivos eram claros: "buscar a liderança na distribuição". A Ipiranga tinha uma refinaria no Sul e uma rede de distribuição que atuavam nas grandes capitais de forma a garantir sua marca. A

empresa investia intensamente nas fronteiras agrícolas de onde advinha a sua maior lucratividade na venda de combustíveis, já que a concorrência era menor. Os frutos dessa política foram a ampliação de sua rede na zona rural desprovida de distribuidoras, tornando esse mercado praticamente cativo para a empresa durante vários anos.

Em outubro de 1993, a capa da revista Exame trazia uma chamada surpreendente: a notícia da compra da Atlantic pela Ipiranga. Uma notícia que agitou o mercado, provocando certo espanto do ousado investimento feito pela empresa. O fato histórico, comparado pelo periódico ao nascimento de um gigante, acabaria se transformando no marco definidor da trajetória de ajustamento e expansão da Ipiranga, em um período conturbado da história recente do país. Essa aquisição deixou evidente o objetivo da empresa em ampliar sua fatia de mercado (*market-share*) no segmento da distribuição, o que, em 1997, resultou na liderança entre as distribuidoras privadas, obtendo em torno de 20% do mercado de distribuição (5.260 postos) e ficando atrás apenas da BR Distribuidora, hoje a Ipiranga ainda está na segunda posição no quantitativo de postos de gasolina, entretanto o número de estabelecimentos reduziu para 4138 (ANP, 2006). A compra da Atlantic representou uma redução dos custos operacionais, pois ao mesmo tempo em que ampliou sua rede de postos, a Ipiranga não necessitou ampliar suas bases onde a Atlantic já possuía uma logística e estrutura de distribuição, obtendo lucros quase que imediatos após esta aquisição.

Com a alteração do marco regulatório, a Ipiranga se viu limitada à expansão e verticalização das suas atividades pelos segmentos do ramo do petróleo. Primeiro, por ser uma empresa de administração familiar⁵⁵ e de capital nacional, seu conselho decisório é pouco ágil na tomada de decisões. Segundo, as margens de lucro das empresas distribuidoras reduziram-se drasticamente de aproximadamente 15% para 10%, com a liberalização dos preços das bombas. Adicionalmente, a empresa não dispõe de capital suficiente para verticalizar suas atividades ou mesmo reinvestir nas áreas onde já atua, necessitando vender parte de seus ativos para realizar novos investimentos a partir do ingresso de novos sócios da companhia.

Assim, no que se refere ao *upstream*, a empresa não tem como entrar expressivamente neste segmento por três fatores: por não deter recursos suficientes para investir em pesquisas e prospecção de petróleo; por ser uma empresa de

⁵⁵ Controlada por cinco famílias.

gestão familiar, seria pouco provável o interesse das cinco famílias em se endividarem para um ingresso numa área desconhecida pela empresa e cujos riscos são altos; por não possuir nenhum *know-how* das atividades de exploração e produção.

4.2.4 Texaco:

No dia 15 de setembro de 1915, o presidente Wenceslau Brás assinou o Decreto nº 11.702, autorizando a *The Texas Company (South America) Ltda.* a se instalar no País. Entretanto, seus produtos já eram conhecidos dos brasileiros desde 1913, quando começaram a ser distribuídos por uma empresa de representação de Salvador, Bahia - a Fry Youle e Cia.

Em 1951 a Texaco marca de forma definitiva o seu ingresso no país com a inauguração da Fábrica de Graxas da Texaco, localizada no município de Osasco, em São Paulo, e responsável pela produção de 36% do mercado brasileiro de graxas, do qual é líder, com uma fatia de 26%.

Já no ano de 1981 foi inaugurada a Fábrica de Lubrificantes, localizada em Duque de Caxias, no Rio de Janeiro, uma das maiores fábricas do Grupo Chevron em todo o mundo o que mostrou a decisão da empresa de fincar raízes no país diversificando suas atividades.

No ano de 1997 a Chevron inaugurou seu escritório de Exploração e Produção no Rio de Janeiro, após decisão do governo brasileiro de flexibilizar o monopólio de exploração de petróleo e gás, ao permitir a participação de companhias privadas no setor.

Com a fusão entre a Chevron e a Texaco no ano de 2002 nasce a ChevronTexaco, a oitava maior empresa de petróleo pelo ranking da *Petroleum Intelligence Weekly*. Em 2005 a Empresa muda seu nome para Chevron Corporation.

A Chevron Brasileira de Petróleo detém hoje participação em cinco áreas offshore, em exploração na bacia de Campos, sendo a 2ª maior empresa a explorar petróleo no País.

A Chevron Corporation, confiando no mercado brasileiro, está constantemente buscando formas de crescer e ampliar sua participação através da expansão e melhoria da sua rede de postos Texaco.

Em quarto lugar no ranking das distribuidoras, a Texaco é reconhecida, tanto na rede de postos, pela prestação de serviços, como nos produtos que comercializa, pela qualidade, tecnologia e desempenho duradouro.

Com a fusão, as duas companhias esperam reduzir seus gastos com pessoal, algo em torno de 10 % do seu custo operacional. Esta nova Chevron nasce como a maior empresa privada do País no *upstream*, mostrando claramente seus interesses em verticalizar suas atividades sob âmbito da América Latina, usando o Brasil como base para seus investimentos. Para o Brasil, a fusão é benéfica, pois a Chevron possui uma fábrica de aditivos para lubrificantes no Estado da São Paulo, enquanto a Texaco uma fábrica de lubrificantes, o que pode sugerir, de certa forma, uma concorrência monopolística neste mercado. Na distribuição, a Texaco possui atualmente cerca de 2.350.

A nova empresa vem demonstrando a princípio que pretende manter no momento a bandeira da Texaco nos postos de combustíveis pelo fato da marca já estar consolidada no mercado de distribuição nacional enquanto que em exploração e produção a empresa entra com toda força com a bandeira da Chevron visando divulgar sua principal marca no mercado brasileiro.

4.3 EMPRESAS ENTRANTES:

4.3.1 BP:

A British Petroleum iniciou suas atividades no Brasil, em 1954, mas dadas às restrições legais não pode atuar na área de petróleo, concentrando suas atividades na mineração e mais recentemente em parcerias com a Petrobras.

O interesse da BP no mercado brasileiro foi revelado, já em 1993, quando da venda da Atlantic. Apesar de manifestar interesse na aquisição, a privatização da British na Grã Bretanha reorientou seus investimentos na matriz, o que acabou com

o fechamento das atividades de mineração e no interesse da aquisição de empresas de petróleo no Brasil. Após a fusão no exterior da BP com a AMOCO, a empresa se reestruturou completamente, mudando sua estratégia para "uma rápida e consistente expansão mundial calcada, principalmente, na aquisição de empresas, o que reduziria os custos de ingresso no novo mercado" (Gazeta Mercantil, 19/5/2000).

A fusão produziu um dos maiores grupos de petróleo e petroquímica no mundo⁵⁶, mas não produziu nenhuma participação direta no Brasil.

Hoje, a British Petroleum tem no Brasil atuação na distribuição de lubrificantes, está presença advém da aquisição pela nova empresa da Burmah Castrol, no ano de 1999, que possibilitou a veiculação de sua marca no mercado de lubrificantes (representada pela marca Castrol, que ocupa 6% do mercado). Outra presença a ser citada é a parceria na construção do Gasoduto Cruz Del Sur, entre o Rio Grande do Sul e a Argentina; bem como a parceria na exploração de duas áreas *off-shore* a BZF2 e a BZFA1.

Entretanto, a área que a companhia mais vem avançando no mercado nacional é a aviação na venda de Querosene de Aviação (QAV) tendo presença em 22 aeroportos brasileiros sendo uma das quatro empresas a disputar este mercado no Brasil, esta atividade de comercialização de combustíveis para aeronaves é realizada pela *Air BP*, braço comercial da empresa neste segmento.

4.3.2 Repsol-YPF:

A YPF era uma companhia Argentina de energia baseada na atividade integrada de hidrocarbonetos, visando o mercado da América do Sul (YPF, 1999). No ano de 1999, a empresa foi adquirida pela espanhola Repsol, que já detinha 30% do seu capital (Gazeta Mercantil setembro de 1999).

A estratégia de expansão do grupo no Brasil vem sendo bastante agressiva, resultando na aquisição de várias empresas, dentre elas 33% do grupo Peixoto de Castro, 50% da refinaria de Manguinhos (pertencente ao mesmo grupo) além de

⁵⁶ Suas principais atividades concentram-se em: prospecção, extração e produção de petróleo cru e gás natural, refino, comercialização de petróleo.

uma troca de ativos junto a Petrobras no ano de 2001 na qual a empresa passou a ter 30% da Refinaria Alberto Pasqualini, a maior aquisição da Repsol-YPF no Brasil.

Antes de ingressar no mercado brasileiro⁵⁷, a YPF atuava a partir da matriz Argentina, exportando mononaftas, óleo combustível, diesel, óleos lubrificantes, gás liquefeito e petroquímicos de modo geral. Após a mudança do marco regulatório e com o ingresso no mercado brasileiro, a empresa continua importando da sua matriz na Argentina: o óleo cru, derivados, óleo lubrificantes, etc. Na matriz argentina existem grandes projetos em andamento tais como de exportação de gás natural e de gasolina através de oleodutos para o Brasil e o Chile (TEMAS YPF, ano nº 8, nº 70).

Em termos regionais, a estratégia da Repsol-YPF é obter uma grande participação no mercado latino americano, já que tem uma parcela expressiva do mercado chileno e peruano.

Revelando claramente sua estratégia de consolidar sua participação no mercado brasileiro, a Repsol-YPF, desde que iniciou suas operações no Brasil em 1997, assinou um contrato de parceria com a BR-Distribuidora. Em seguida adquiriu 50% da refinaria Peixoto de Castro e, conseqüentemente, 33% do grupo WALL que inclui a sua rede de postos. Essa empreitada mostra claramente o caminho da verticalização de seus investimentos para poder participar da concorrência na distribuição.

A Repsol-YPF sabe que o mercado brasileiro representa quase 200% do mercado argentino para a empresa. Se houvesse uma melhora na distribuição de renda no Brasil, poder-se-ia chegar a uma percentagem ainda maior, atraindo todos os novos investimentos da companhia para o mercado brasileiro.

Os contratos iniciais de troca de posto com a BR-distribuidora foram à maneira encontrada pela Repsol-YPF de ingressar sua marca no Brasil, que até então era totalmente desconhecida pelos consumidores. Sua atuação na distribuição só se intensificou com a aquisição da média distribuidora Dispal que permitiu o ingresso no maior mercado de derivados do País, o Estado de São Paulo.

⁵⁷ Antes da mudança do marco regulatório a empresa não poderia ingressar no mercado diretamente, então atuava em parceria com a Petrobras.

A experiência argentina de regulação do setor de petróleo e as semelhanças que existem, permitem a Repsol-YPF uma maior compreensão do novo mercado brasileiro, se comparada a um concorrente europeu ou americano, o que facilita muito a operação e promove um diferencial estratégico.

A empresa pretende então estar na vanguarda do processo de desregulamentação do setor petrolífero, resultando em ser uma das primeiras empresas a adquirir blocos no *upstream* junto a ANP desenvolvimento a exploração e produção de petróleo em território brasileiro (www.YPF.com.br).

O acordo de troca de ativos fechado com a Petrobras permite a empresa: o controle de 350 postos de revenda BR distribuidora; 30% de participação na Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), no Rio Grande do Sul, com capacidade de refino de 188 mil barris/dia e 10% de participação no campo de Albacora Leste (www.Petrobras.com.br). Em revanche, a empresa cede à Petrobras o controle da rede EG-3, que inclui 700 postos de gasolina e uma refinaria em Baía Blanca na Argentina, com a produção de 30,5 mil barris por dia em derivados.

Na distribuição a Repsol-YPF possui atualmente uma rede de aproximadamente 270 postos e quase 1% de *market-share* nas vendas de derivados (Sindicom, 2006).

4.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS ESTRATÉGIAS GERAIS DAS EMPRESAS:

Em resumo, a análise das macro-estratégias das empresas de petróleo sugere que a Petrobras está consolidando sua participação no mercado brasileiro e na internacionalização de suas atividades por intermédio da compra ou troca de ativos. Observa-se ainda, que essa empresa vem diversificando suas atividades, notadamente na geração elétrica e mais recentemente no desenvolvimento de mercado para os biocombustíveis. As demais empresas, principalmente as de capital estrangeiro, investem intensivamente no mercado brasileiro mediante o grande potencial de crescimento em relação aos demais mercados latino americanos, que se encontram estagnados até o presente momento.

5 AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO NO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (UPSTREAM):

5.1 VISÃO DO SEGMENTO:

O segmento de exploração e produção é desde quase o começo⁵⁸ do desenvolvimento do mercado de petróleo o que faz com que as empresas afixem a maior margem de lucro do mercado, visto isso, não é de se estranhar o interesse de longa data das grandes empresas do mercado de petróleo mundial em participar da divisão dos lucros logrados pela Petrobras neste segmento em território brasileiro.

Com a abertura do setor de petróleo, a dinâmica do segmento de exploração e produção passa a ser fundamental na análise do setor de petróleo, uma vez que abre o mercado para novas *majors*, possibilitando assim uma re-apropriação das reservas brasileiras e a verticalização de atividades de outras empresas além da Petrobras.

Entre 1958 e 1997⁵⁹, a exploração e a produção de petróleo brasileiro ficou a cargo da Petrobras. As empresas interessadas em ingressar nesse segmento tinham poucas alternativas: ou prestavam serviço a Petrobras, fornecendo *know-how*, equipamentos e tecnologia, e/ou estabeleciam parceiras na exploração, tendo uma parcela financeira⁶⁰ do empreendimento⁶¹.

⁵⁸ No início do desenvolvimento do mercado de petróleo, devido a alta periculosidade do processo de exploração e produção aliada a falta de tecnologia suficiente para o trabalho fazia com que o segmento de refino fosse o mais lucrativo do mercado.

⁵⁹ A exploração de petróleo entre 1954-1958 era marginal no sentido que se realiza apenas poços pilotos *on-shore* que visavam desenvolver tecnologias necessárias para os técnicos da Petrobras, como caráter de treinamento.

⁶⁰ As parcerias eram elaboradas via *Project-Finance*, onde as empresas parceiras à Petrobras entravam com recursos, enquanto esta operava os campos. A escolha da Petrobras por esta estrutura de *Project-Finance* era e ainda é em função deste tipo de financiamento não onerar o resultado da empresa pois o risco fica restrito ao empreendimento, sendo o mesmo, a própria garantia para a empresa financiadora.

⁶¹ Que antes da mudança do marco regulatório, esta participação nunca poderia ser majoritária.

O processo de quebra do monopólio do petróleo foi bastante lento, envolvendo intensas negociações entre a ANP e a Petrobras na definição de áreas que continuariam sob a responsabilidade da empresa e de áreas a serem concedidas para novas empresas através de leilões. Entre julho e agosto de 1998, a Petrobras obteve 397⁶² concessões em território brasileiro, distribuídas em blocos exploratórios e campos em produção. A empresa passou então a deter uma área total de 458.532 km², representando 7,1% da área de bacia sedimentar brasileira.

O primeiro leilão de concessão de campos de petróleo da ANP que ocorreu em junho de 1999 acarretou a entrada de novas empresas no *upstream* brasileiro, fazendo o número de operadoras habilitadas a participar deste primeiro leilão chegar a um total de 38 companhias de 12 países diferentes⁶³. Entretanto, mostrando que não queria deixar que nenhuma outra empresa viesse assumir o posto de líder de mercado no segmento de exploração, a Petrobras foi agressiva neste leilão tendo participação em 5 dos 15 blocos arrematados.

Por imposição do contrato de licitação, as novas entrantes teriam que iniciar os trabalhos de perfuração a partir de junho de 2000, mas em decorrência da ausência de equipamentos para a exploração, as empresas negociaram junto a ANP uma extensão deste prazo para agosto de 2001. A maioria delas visava concentrar esforços perfurando apenas um poço, pois a ANP⁶⁴ restringe o prazo de início da exploração à três anos. A Petrobras, por possuir mais blocos, tem de cumprir um programa exploratório maior, mas necessita buscar parceiros de forma a viabilizar os empreendimentos.

Segundo um dos diretores da ANP, Eloi Fernandez, a queda nas reservas entre os anos de 1998-2000 deve-se "ao critério das descobertas de reservas de petróleo e gás estabelecido pela ANP. As reservas só podem ser computadas depois de avaliadas e depois da apresentação do plano de desenvolvimento da região. Enquanto isso não acontece, não se contabiliza a reserva" (Brasil-Energia, Abril de 2000).

⁶² A empresa apresentou para a ANP uma relação de 206 áreas (blocos), contendo 240 campos em efetiva produção, solicitando autorização para prosseguimento dos trabalhos em 133 blocos de exploração e 52 áreas englobando 60 campos com atividades de desenvolvimento da produção (Petrobras, 1998).

⁶³ Antes do primeiro leilão da ANP, a única operadora era a Petrobras.

⁶⁴ Dentro do contrato de concessão das áreas de petróleo fornecido pela ANP, é exigido o prazo máximo de três anos para a exploração dos blocos. Já que certos blocos pertencentes a Petrobras são anteriores as licitações, o prazo para a empresa expira em agosto de 2001.

Tal metodologia de avaliação vem prejudicando até os dias de hoje as empresas entrantes no processo de exploração de petróleo. Isso porque, mesmo que essas se empenhem a atender o cronograma imposto para a ANP de dar início a exploração de petróleo num prazo máximo de três anos, o não reconhecimento das suas reservas tem dificultado a captação de recursos para o projeto, pois o risco de financiamento é maior. Como muitas empresas entrantes possuem uma limitação de capital, como a Repsol-YPF, o não reconhecimento de suas possíveis reservas pode onerar o custo do investimento.

Nenhum investidor fornece recursos para serem aplicados quando há uma alta incerteza. Os japoneses, principais investidores em projetos petrolíferos, são muito cuidadosos. O seu interesse por esse tipo de projeto é na expectativa de que tal empreendimento faça cair o preço do óleo em nível internacional e as medidas da ANP quanto a contabilização das reservas pelas empresas não vem ajudando a cativar estes investidores.

No dia sete de junho de 2000, houve a segunda fase da quebra de monopólio no *upstream* a partir da possibilidade no desenvolvimento de pequenos campos de petróleo de produção declinante em terra, bem como, alguns blocos na Bacia de Campos (RJ) e Santos (SP). Foram ofertados 23 blocos dos quais 21 foram arrematadas por empresas nacionais e estrangeiras, o destaque novamente foi a Petrobras que ficou com participação em 8 blocos sendo que 7 deles como operadora, entretanto, outro fato marcante desta segunda rodada de licitações foi o fato da Shell e da Chevron terem ganho o direito de exploração de um bloco cada como operadora, fato que revela o interesse destas *Majors* em ingressar no mercado de *upstream* brasileiro, por último devemos destacar as empresas *The Coastal Corporation* e Rainier que somadas vão estar operando 7 blocos.

Para receber a concessão de exploração dessas áreas, as empresas terão um prazo de até nove anos para realizar descobertas de óleo. Essa segunda rodada foi marcada pela participação majoritária da Petrobras, que conquistou oito blocos, com parcerias junto a Chevron, BG, Shell, YPF⁶⁵, Petrogal e Amerada Hass. O fato da Petrobras ter se associado a diversas empresas na confecção das participações dos blocos ao qual concorreu mostra também o interesse da Petrobras de reduzir o risco do outras empresas do mercado. A indústria nacional de bens e serviços de petróleo também ingressou na exploração nessa rodada de licitações. O Grupo Queiroz

⁶⁵ Ainda não estava formalizada a compra pela Repsol.

Galvão junto a Ipiranga arrematou em 100% um bloco exploratório com participação de 60% para Queiroz Galvão e 40% para a Ipiranga sendo a primeira a operadora do consórcio.

Embora várias pequenas e médias empresas de petróleo estivessem interessadas nessas áreas marginais de petróleo da segunda rodada, algumas questionaram que a maioria dos blocos ofertados necessitaria de um prazo maior de estudo, pois grande parte se localiza em terra e tiveram sua produção interrompida dada as baixas produtividades estipuladas pelos geólogos. Para viabilizar um projeto desse porte, segundo Jean Paul Prates (Gazeta Mercantil, junho de 2000), a única solução seria reduzir os *royalties* abaixo de 5%. Só assim teria rentabilidade necessária. Ao mesmo tempo, se geraria um programa de créditos especiais para o emprego de tecnologias avançadas de recuperação de óleo e uma política de incentivos para compra de equipamentos e materiais de fabricação nacional (Brasil-Energia janeiro de 2000).

A terceira rodada de licitações ocorreu no mês de junho de 2001, mantendo sua postura agressiva e sabendo utilizar o conhecimento adquirido pelos 40 anos de monopólio de mercado a Petrobras obteve o direito de exploração a 15 dos 34 blocos concedidos, sendo que a empresa teve o direito como operadora em 13 desses blocos sendo parceira das operadoras Esso e Total nos outros dois blocos. Outras operadoras de destaque no cenário mundial e que arremataram blocos nesta rodada foram a Elpaso com dois blocos, a Repsol-YPF com um bloco e a Maersk também com um bloco, neste leilão a Shell e a Ipiranga não entraram como operadoras, mas faziam parte de consórcios vencedores. Vale ressaltar ainda que 19 blocos não tiveram ofertas.

Do total de 54 blocos licitados na quarta rodada da ANP ocorrida em junho de 2002, apenas 21 foram arrematados e destes vinte e um, oito foram para a Petrobras sendo que a empresa é a operadora em todos eles, a Shell voltou a figurar entre as empresas com operação arrematando um bloco sem nenhum outro parceiro enquanto o grupo nacional Queiroz Galvão Perfurações ficou sozinho no arremate de três blocos. A Maersk voltou a arrematar bloco como operadora, desta vez apenas um enquanto Statoil e a Unocal figuraram pela primeira vez entre as ganhadoras da licitação de blocos para exploração.

A quinta rodada de licitações da ANP ocorrida em agosto de 2003 foi sem dúvida

a rodada na qual a Petrobras teve maior destaque com a aquisição de 88% dos blocos que foram arrematados, a quinta rodada da ANP iniciou o ciclo dos grandes leilões, foram licitados 908 blocos e como este ano marcou o começo do crescimento do preço do petróleo a ANP esperava uma grande procura por estes blocos, entretanto a expectativa da ANP não se concretizou e apenas 101 destes blocos foram arrematados, sendo que 88 foram arrematados pela Petrobras que é a operadora e única participante em 85 destes blocos, nos demais 3 blocos em que não é a operadora a Petrobras tem como parceiros a Partex (2 blocos na Bacia Potiguar) e Maersk (1 bloco na Bacia de Santos).

Nos dias 17 e 18 de agosto de 2004, a ANP realizou a Sexta Rodada de Licitações de Blocos para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Nesta rodada foram ofertados 913 blocos, dos quais 619 em áreas marítimas e 294 em áreas terrestres. Os blocos ofertados distribuem-se por 12 bacias sedimentares brasileiras.

Assim como na Quinta Rodada, as bacias sedimentares foram divididas em setores, que por sua vez foram subdivididos em blocos. No entanto, os blocos selecionados para oferta na Sexta Rodada de Licitações passaram a seguir três modelos de exploração: Blocos em bacias maduras, Blocos em bacias de novas fronteiras e Blocos em bacias de elevado potencial exploratório.

No Programa Exploratório Mínimo (PEM) a ANP estabeleceu que a Fase de Exploração teria duração de três a oito anos, sendo mantido como um dos fatores de avaliação das ofertas, juntamente com o bônus de assinatura e a proposta de conteúdo local (índice de contratação de bens e serviços no Brasil). Além disso, a ANP alterou os percentuais mínimos obrigatórios de investimento local na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento que foram praticados na Quinta Rodada. Para a Sexta Rodada de Licitações, o percentual local mínimo obrigatório na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento variou de 30% a 70% de acordo com a qualificação operacional requerida para o bloco.

Do total de blocos ofertados, 154 foram concedidos a 19 empresas, a Petrobras ganhou a disputa para 107 novas concessões exploratórias. Em 55 das concessões adquiridas a Petrobras tem exclusividade de direitos, em 32 a Petrobras é operadora em parceria com outras empresas, e, nas outras 20 concessões

restantes, operadas por outras companhias, a Petrobras participa como associada. Das 107 concessões adquiridas, 46 situam-se em bacias terrestres Maduras e 61 em bacias marítimas, das quais 30 em áreas de Novas Fronteiras e 31 em áreas consideradas de Elevado Potencial. Entre as demais operadoras tiveram destaque a ARBI com 10 concessões e a Aurizônia com 12, ambas as empresas sozinhas em todos estes blocos. A Petrogal ganhou como operadora em 12 blocos sendo que em todos em parceria com a Petrobras sendo de 50% a participação de cada empresa enquanto a Synergy arrematou a operação de 11 blocos sendo que em 10 com a parceria da Portsea. A única *major* a arrematar blocos nesta rodada da ANP como operadora foi a Shell com apenas 1 bloco sendo operadora e ainda fazendo parte de 5 blocos em parceria da operadora Petrobras.

As reservas totais de óleo do Brasil somaram, em 2005, 16,132 bilhões de barris, sendo 14,777 bilhões em mar e 1,354 bilhão em terra, o que significa uma expansão da oferta de 9,24% em relação ao ano de 2004 e uma expansão de 13,46% se considerarmos (1997) quando as reservas totalizavam 14,217 bilhões de barris. As reservas de gás tiveram queda entre 2004 e 2005 passando de 498,158 bilhões de metros cúbicos, em 2004, para 454,454 bilhões no ano seguinte, representando um queda da oferta da ordem de 8,77%, entretanto, se comparado a oferta de gás do ano de 2005 em relação a abertura do mercado o crescimento foi de 4,36% dado que a produção em 1997 foi de 435,459 bilhões de metros cúbicos.

Tabela IV
Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação - 1996-2005

Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação - 1996-2005											
Unidades da Federação	Localização	Reservas totais de petróleo (milhões b)									
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total		11.592,5	14.217,8	14.440,5	13.651,0	12.961,3	12.992,6	13.075,8	13.493,9	14.768,4	16.132,3
Subtotal	Terra	1.065,3	1.077,2	1.172,4	1.168,7	1.223,8	1.214,7	1.370,5	1.360,7	1.299,3	1.354,7
	Mar	10.527,2	13.140,6	13.268,1	12.482,3	11.737,5	11.778,0	11.705,3	12.133,3	13.469,2	14.777,6
Amazonas	Terra	203,8	164,0	160,7	166,8	157,0	150,8	140,7	130,8	123,8	115,7
Pará	Mar	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Maranhão	Terra	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	Terra	19,1	32,9	28,1	26,9	22,8	15,6	15,2	14,6	17,6	16,8
	Mar	70,2	73,1	90,5	220,1	206,7	71,9	75,3	72,4	79,2	79,4
Rio Grande do Norte	Terra	297,0	328,9	394,6	383,0	385,1	345,1	345,5	338,2	310,0	328,2
	Mar	92,6	113,0	119,6	111,4	120,5	111,5	114,2	117,5	116,0	138,6
Alagoas	Terra	30,4	29,9	18,6	17,3	18,2	21,7	19,1	20,4	24,7	23,3
	Mar	4,2	4,0	3,3	3,7	3,4	2,5	2,5	2,4	2,0	1,4
Sergipe	Terra	190,8	185,9	216,3	204,5	215,7	234,5	226,9	235,9	307,9	356,8
	Mar	64,6	73,6	63,0	53,4	75,6	59,0	57,9	60,0	93,1	110,9
Bahia	Terra	294,6	301,2	276,7	260,7	250,5	274,8	342,9	370,4	402,5	424,4
	Mar	89,9	88,3	12,5	29,5	22,4	15,1	6,4	6,1	6,1	20,2
Espírito Santo	Terra	29,4	34,1	77,4	109,6	174,4	172,0	280,3	190,5	112,7	89,5
	Mar	4,2	1,1	0,8	1,1	9,9	10,7	817,3	733,2	1.530,6	1.422,9
Rio de Janeiro	Mar	10.092,4	12.670,5	12.917,3	12.006,0	11.233,7	11.432,9	10.561,2	11.046,9	11.514,2	12.915,5
São Paulo	Mar	26,9	25,4	7,2	6,3	5,8	5,2	4,5	4,0	63,0	23,8
Paraná	Mar	79,4	75,9	53,9	50,7	59,5	69,1	66,0	61,9	44,0	31,4
Santa Catarina	Mar	2,8	15,6	-	-	-	-	-	28,9	21,0	33,2

Fonte: ANP, 2006

A Sétima Rodada de Licitações, promovida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), foi realizada nos dias 17, 18 e 19 de outubro de 2005, com a oferta de 1.134 blocos exploratórios (397.616 km²) nos dias 17 e 18, e com a oferta de 17 áreas com acumulações marginais (96 km²) no dia 19, somando uma área total oferecida de 397.712 km².

Além de ter sido o maior leilão realizado pela ANP, o mesmo estava inserido num contexto mercadológico de elevado preço do petróleo, a cotação do *Brent*⁶⁶ já estava na casa dos US\$ 60 o barril, o que aumentava o interesse mundial das empresas em atuar no *upstream* visando a alta rentabilidade do segmento em função do preço do petróleo. Não por outros motivos este foi o leilão no qual a Petrobras conseguiu a sua pior participação do total de blocos arrematados ficando com 38,2% deste quantitativo.

Foram concedidos 251 (194.651 km²) dos 1.134 blocos com risco exploratório ofertados, e foram arrematadas 16 (88 km²) das 17 áreas com acumulações marginais.

⁶⁶ O *Brent* é um petróleo de origem de um campo de exploração da Shell no mar nórdico que serve como preço de referência para as demais cestas de petróleo.

A Petrobras adquiriu 96 blocos, somando uma área total de 39.872,80 km² de novas áreas exploratórias. Outras Companhias adquiriram 155 (194.778,20 km²) outras concessões exploratórias e as 16 (88 km²) áreas com acumulações marginais. Para tanto, a Petrobras e seus Parceiros ofereceram um Bônus Total de R\$ 726.322.700,00, tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$ 503.527.350,00. Em 42 das concessões adquiridas a Petrobras tem exclusividade de direitos, em 29 a Petrobras é operadora em parceria com Outras Empresas, e, nas outras 25 concessões restantes, operadas por Outras Companhias, a Petrobras participa como associada. Das 96 concessões adquiridas, 73 situam-se em bacias sedimentares terrestres (28.273,38 km²) e as restantes 23 concessões em bacias sedimentares marítimas (11.599,42 km²).

A Argentina Oil M&S se destacou na quantidade de blocos arrematados, um total de 43 sendo todos com 100% de participação, entretanto em função destes blocos serem de pequena extensão territorial e *on-shore*, os investimentos foram abaixo de diversas outras empresas totalizando um montante de R\$ 640.420,00.

A segunda empresa que mais investiu bônus de assinatura nesta sétima rodada foi a Repsol-YPF, concretizando o planejamento da empresa em investir fortemente no mercado da América Latina, os consórcios aos quais a empresa teve participação como operadora ou não tiveram um desembolso total de R\$ 366.790.641,00 para a aquisição de 16 blocos.

A Shell mais uma vez marcou presença em um leilão da ANP dando continuidade a seu programa de aumento da participação no segmento de exploração e produção brasileiro, a empresa arrematou 5 blocos, sendo 2 como operadora e 3 em parceria com a Petrobras.

A Oitava Rodada de Licitações, promovida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), estava prevista iniciar no dia 28 e ser concluída no dia 29 de novembro de 2006, com a oferta total de 284 blocos somando cerca de 101,6 mil km², distribuídos em 14 setores de sete (7) bacias sedimentares brasileiras.

Iniciada conforme previsto, no dia 28 de novembro, a Licitação foi interrompida judicialmente após a oferta de blocos de dois setores, nas águas profundas da Bacia de Santos e na Bacia do Tucano Sul. A Licitação foi suspensa integralmente

em razão da liminar concedida pelo Juízo da 9ª Vara Federal do Distrito Federal (JF-DF).

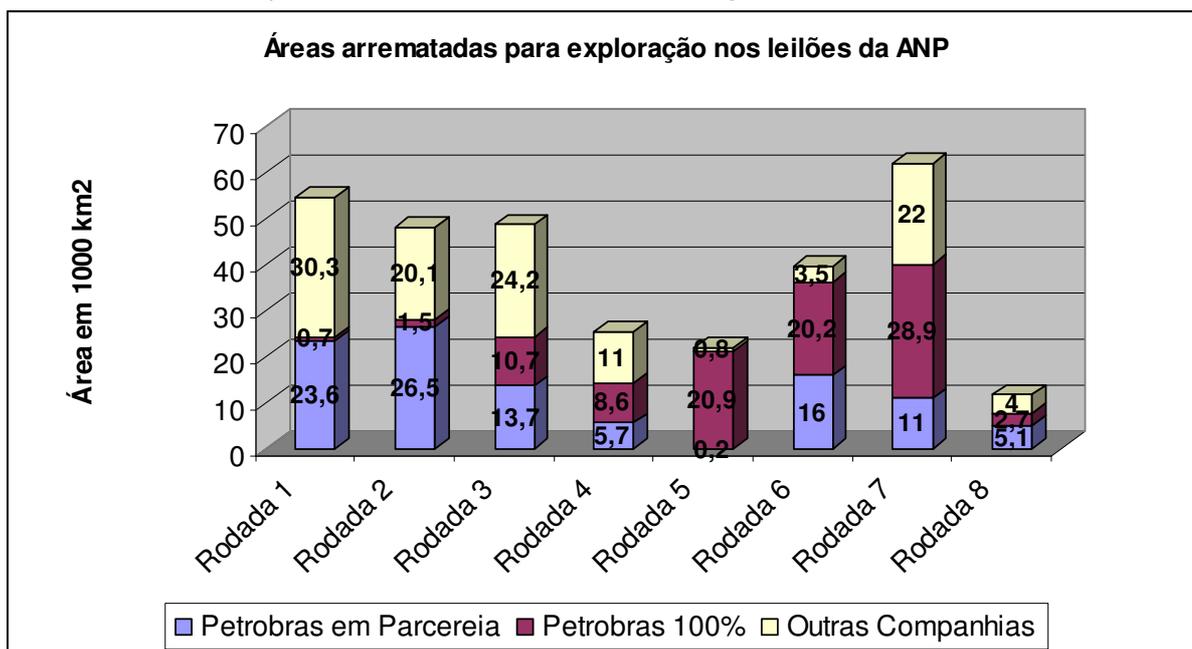
Ainda não houve pronunciamentos judiciais da JF-DF a respeito da questão, sendo assim, continuam suspensos todos os atos subseqüentes ao momento da interrupção, o que inclui o cronograma, bem como continuam indefinidos os atos já praticados.

Até o momento da interrupção, e ainda sub-judice, dois setores já tinham sido licitados, tendo sido ofertados 11 blocos na Bacia de Santos e 47 blocos Bacia do Tucano Sul.

Foram concedidos, ainda sub-judice, 28 (4.946,48 km²) dos 47 blocos exploratórios ofertados na Bacia do Recôncavo e 10 (6.940,97 km²) dos 11 blocos exploratórios da Bacia de Santos.

Passados 10 anos e 8 leilões depois da abertura do mercado em face da Lei nº 9.478, a Petrobras manteve a sua postura agressiva nos leilões e como pode ser visto no gráfico a seguir tendo grande participação nas áreas totais arrematadas.

Figura VI
Total das áreas (em 1000 km²) adquiridas pela Petrobras, suas parcerias e outras empresas em cada rodada de licitações da ANP



A seguir será apresentado e analisado mais detalhadamente as ações das principais empresas presentes no *upstream* brasileiro.

5.2 PETROBRAS:

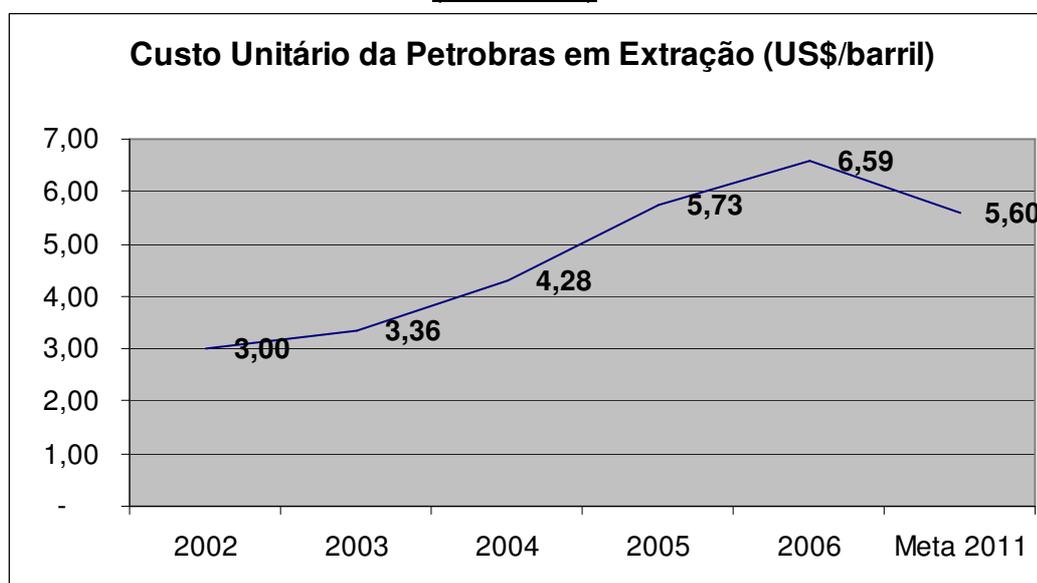
A estratégia de negócio da área de exploração e produção da Petrobras divulgada em seu último plano de negócios é: “Crescer produção e reservas, otimizando o desenvolvimento das reservas provadas, com foco no aumento da produção de óleos leves e na produção e oferta de gás natural” (Petrobras, 2006).

O objetivo da Petrobras é de consolidar sua liderança no mercado brasileiro, minimizando os impactos da perda do monopólio. Sendo assim, a empresa deve manter o cronograma de exploração se aproveitando do excelente momento financeiro que a empresa vem passando com sucessivos recordes anuais de lucro além do excelente grau de risco para obtenção de financiamentos no mercado financeiro mesmo com as obrigações da empresa frente ao governo no que tange o resultado primário do Brasil.

A estratégia competitiva adotada no *upstream* foi de concentrar suas atividades na exploração *off-shore*, onde a empresa tem uma vantagem comparativa⁶⁷ e principalmente onde estão localizados as maiores reservas de petróleo e gás do território brasileiro. Uma outra vantagem advém dos investimentos em tecnologia de perfuração de rochas duras, que reduziram os custos de vários poços e viabilizariam novas parcerias. Desde a abertura do mercado os custos operacionais da Petrobras vem subindo, entretanto este crescimento muito se deve ao fato das reservas estarem se encontrando cada vez mais profundas, e preocupada com estes custos a Petrobras tem como objetivo reduzir os custos em função dos ganhos de escala da produção e do aprendizado das novas tecnologias desenvolvidas pelo Cenpes.

⁶⁷ Esta vantagem comparativa advém do grande conhecimento geológico, tecnológico e técnico que a empresa possui vis-à-vis da concorrência.

Figura VII
Custo unitário de extração da Petrobras sem participação governamental
(US\$/barril)



Fonte: Petrobras, 2007

Para tanto, a empresa investe no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes) em diversos projetos voltados para o aprimoramento das técnicas de perfuração em rochas duras e o de perfuração de poços de grande afastamento *off-shore*. A estratégia de desenvolvimento tecnológico da Petrobras aponta para quatro prioridades do Cenpes, dentre elas duas são voltadas para a área de exploração e produção, são elas: aumento da capacitação tecnológica para a produção em águas profundas e ultraprofundas e; o aumento da recuperação de petróleo das jazidas.

O projeto de perfuração em rochas duras (*Extended Reach Well - ERIN*) viabiliza os investimentos em outros países, como a Colômbia, por exemplo. O objetivo é aumentar a taxa de penetração em rochas mais consolidadas, baixando o custo de operação do poço, que cresce na medida que a taxa diminui. Essa tecnologia viabilizará campos de petróleos não explorados em função de baixas taxas de penetração. Ou seja, muitos poços deixam de ser perfurados pelo fato de que estão envolvidos por rochas mais resistentes. Com a tecnologia tradicional, o custo de extração do óleo é extremamente elevado, à medida que se deve contornar a rocha dura. Com essa nova tecnologia, os poços que até então eram inviáveis economicamente, passam a ter sua extração rentável, sejam estes no Brasil ou em qualquer outro país.

Para viabilizar a exploração de áreas em águas profundas, a empresa estruturou

um conjunto de financiamentos sob a forma de parcerias (*project-finance*), nos quais os pagamentos dos investimentos decorrerão com a receita futura desses projetos. Este é o caso dos campos de Bijupirá/Salema, Barracuda/Carantina, Espadarte/Voador/Marimba, Marlin e Albacora, na Bacia de Campos.

Adicionalmente, a Petrobras vem negociando a liberação de empréstimos ponte (*bridge-loan*). Alguns deles já foram aprovados, como os referentes aos projetos de Espadarte/Voador/Marimba, no valor de US\$ 300 milhões, de Barracuda/Carantina, no mesmo valor e de Marlin, no valor de R\$ 200 milhões.

A exploração *on-shore* vem sendo cada vez menos rentável para as empresas de grande porte como a Petrobras, pois os baixos volumes dos poços não vêm justificando os investimentos necessários. É muito mais rentável para empresa explorar *off-shore*, onde já detém uma tecnologia de ponta e os investimentos iniciais são mais elevados, mas o retorno é superior dada uma maior quantidade de óleo a ser explorada, permitindo a empresa obter receitas expressivas para novos investimentos a posterior. Entretanto caso a empresa avalie que estes poços possam vir a ser rentáveis a Petrobras não descarta continuar a exploração *on-shore*.

O ano de 2006 foi um ano de conquistas e recordes para a área de exploração e produção da Petrobras, dentre os êxitos alcançados alguns estão sendo detalhados nos parágrafos que se seguem.

O aumento da produção nacional de petróleo em 2006 foi considerado pela Petrobras mais um passo na estratégia de crescimento da empresa. A Companhia produziu 1 milhão 778 mil barris por dia (bpd) de óleo líquido, de gás natural (LGN) e condensado no Brasil, um aumento de 5,6% em relação ao 1 milhão 684 mil bpd de 2005. Na tabela V a seguir pode ser vista a produção da Petrobras nacional e internacional no período entre os anos de 2000 e 2007.

Tabela V
Produção de Óleo, LGN e Gás Natural da Petrobras entre os anos de 2000-2007

Produção de Óleo, LGN e Gás Natural								
Produção de óleo e LGN (em Mbpd)	2007				Média dos anos			
Brasil	Média - 2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Mar								
Bacia de Campos	1.484,3	1.468,3	1.404,7	1.203,6	1.252,4	1.217,5	1.052,5	992,1
Outras	79,9	77,4	35,9	38,4	39,4	39,8	44,2	48,7
Total no mar	1.564,1	1.545,7	1.440,6	1.242,0	1.291,7	1.257,3	1.096,8	1.040,9
Terra	230,5	232,0	243,5	250,6	248,4	242,7	239,2	229,9
Total Brasil	1.794,6	1.777,7	1.684,1	1.492,6	1.540,1	1.500,1	1.336,0	1.270,7
Internacional (***)	128,3	142,2	162,8	168,5	160,9	35,3	42,9	52,9
Produção total de óleo e LGN (em Mbpd)	1.922,9	1.919,9	1.846,9	1.661,1	1.701,0	1.535,4	1.378,9	1.323,6

Fonte: Petrobras, 2007

Dos três grandes projetos que contribuíram para elevar a produção, dois estão na Bacia de Campos: a plataforma P-50, que opera desde 21 de abril de 2006, o projeto que ficou marcado como sendo o da “Auto-suficiência⁶⁸” brasileira de petróleo, e o navio-plataforma FPSO P-34, desde 17 de dezembro de 2006. Na Bacia do Espírito Santo, o FPSO-Capixaba entrou em operação em 6 de maio de 2006. Com esses projetos, a capacidade de produção da Petrobras foi acrescida de 340 mil bpd. A P-50, no campo de Albacora Leste, tem capacidade de produção de 180 mil bpd; o FPSO-Capixaba, no campo de Golfinho, e a P-34, no campo de Jubarte, processam 100 mil bpd e 60 mil bpd, respectivamente. Apesar do aumento da produção em 2006, a média anual ficou 5,4% abaixo da meta estabelecida para o ano, de 1 milhão 880 mil bpd. A diferença foi causada por atrasos no início das operações da P-50 e da P-34.

Recordes de produção sinalizaram que a Companhia está próxima da marca dos 2 milhões de barris por dia. Em 23 de outubro, a Companhia produziu 1 milhão 912 mil 733 bpd – 31 mil acima do recorde anterior, de 29 de maio do mesmo ano. Além do desempenho da P-50 e das outras plataformas da Bacia de Campos, colaborou para os picos de produção o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração, que minimiza o declínio das áreas maduras. A produção de gás natural (sem LGN) também cresceu em 2006, atingindo 44 milhões de m³/dia, com aumento de 1% em relação aos 43,5 milhões de m³/dia do ano anterior.

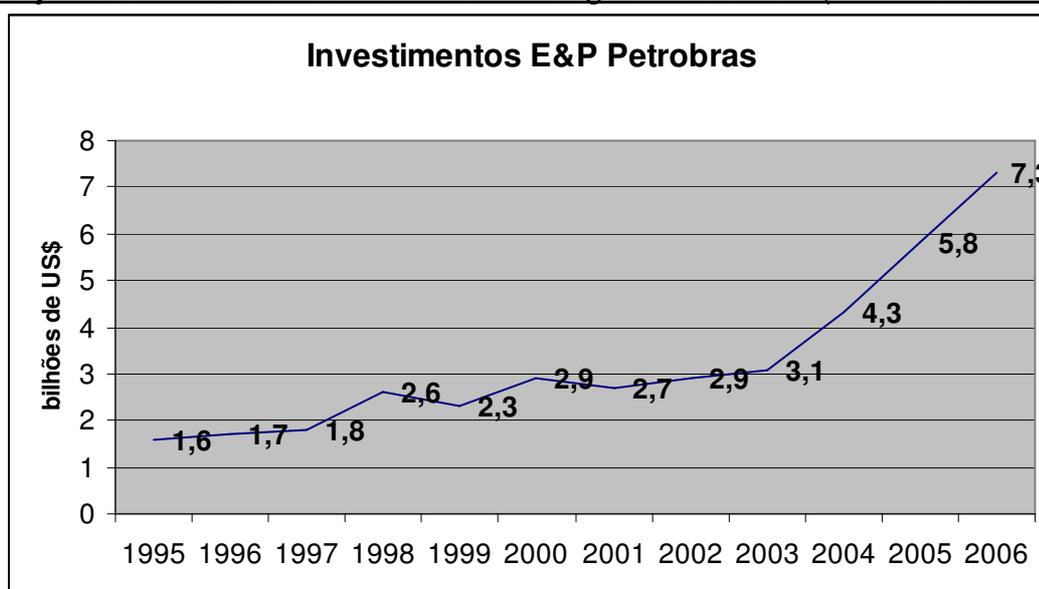
As metas do novo Plano de Negócios prevêm a entrada em operação, até 2011, de 15 grandes projetos de produção de óleo e de 10 projetos de gás natural. Para

⁶⁸ A auto-suficiência alcançada pela Petrobras não significa o fim das importações de petróleo por parte da empresa em função do baixo grau API do petróleo nacional e a respectiva baixa produtiva de derivados leves provenientes do refino deste petróleo. O marco da auto-suficiência significou que a Petrobras produziu mais petróleo do que consumiu, exportando, desta forma, mais do que importando.

2011, a produção média de petróleo e gás natural da Companhia no País está estimada em 2 milhões 925 mil boed.

Para alcançar estes objetivos do Plano de Negócios a estimativa de investimento só para a área de E&P da Petrobras está em US\$ 49,3 bilhões. Considerando o passado recente da empresa é possível até mesmo que estes valores sejam ultrapassados, nos últimos dez anos, a área de Exploração e Produção da Petrobras investiu mais do que nos 42 anteriores. Foram US\$ 35,7 bilhões, contra US\$ 34,9 bilhões. Só nos últimos quatro anos foram investidos US\$ 20,5 bilhões. O crescimento dos investimentos no segmento feitos pela Petrobras podem ser vistos na figura VIII.

Figura VIII
Evolução dos investimentos Petrobras no segmento de E&P (em bilhões de US\$)



Fonte: Petrobras, 2007

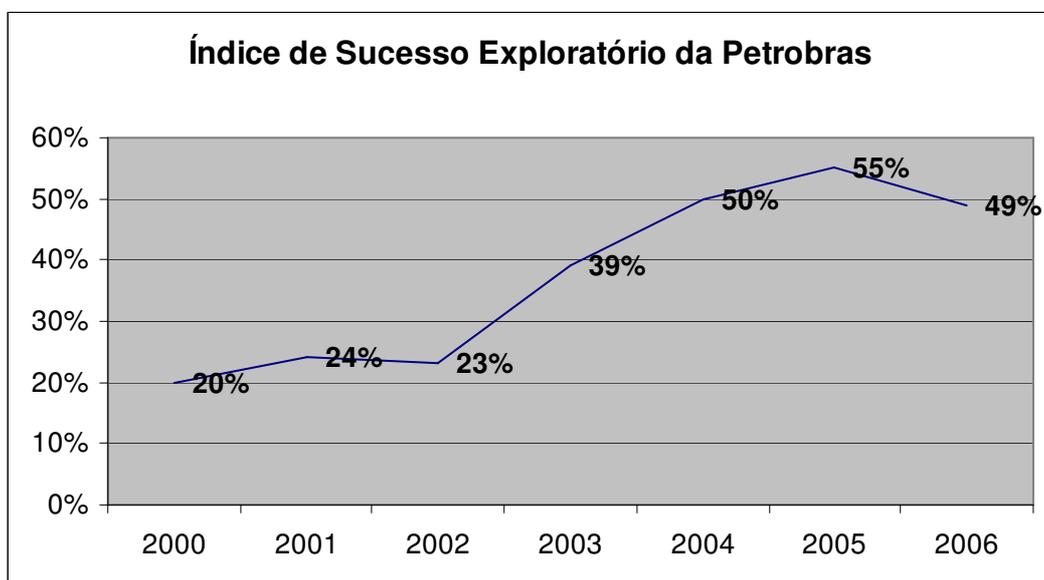
A área de Exploração e Produção da companhia tem, hoje, mais de trinta grandes projetos de produção de óleo e gás em carteira (mais até mesmo que o previsto no Plano de Negócios 2007-2011). Com isso, a Petrobras é a empresa com o maior número de projetos em carteira, atualmente, no mundo. Só este ano entrarão em operação cinco novas plataformas, que aumentarão a capacidade de produção da companhia em aproximadamente 590 mil barris por dia de óleo.

Essa ascensão, que a coloca como uma das empresas que mais cresceram, em produção, nos últimos anos, foi resultado de vários fatores. A abertura teve seu papel. Permitiu a captação de grandes volumes de recursos no mercado financeiro

internacional, forçou a aceleração dos projetos em andamento e empurrou a companhia para uma postura mais agressiva no mercado. O grande volume de novas descobertas de óleo e gás, nos últimos cinco anos, e a alta do preço do barril no mercado foram, também, fatores determinantes para esses resultados. O barril a US\$ 60 garantiu o aumento expressivo do faturamento, o que encorajou a companhia a realizar um programa ousado de desenvolvimento da produção.

Uma das principais fortalezas da Petrobras que está fazendo com que a empresa consiga seguir na liderança de mercado sem ser ameaçada por nenhuma outra empresa, mesmo que só se leve em consideração as concessões posteriores a abertura do mercado é o conhecimento da Petrobras do subsolo brasileiro, a empresa está sabendo explorar este conhecimento e está obtendo resultados acima da média no quesito de sucesso exploratório, a empresa chegou a elevada marca 55% de sucesso no ano de 2005 caindo um pouco em 2006, mas mesmo assim sendo muito acima da média de mercado. Na figura IX é apresentado o percentual de sucesso exploratório da Petrobras desde o ano de 2000.

Figura IX
Índice de sucesso exploratório da Petrobras



Fonte: Petrobras, 2007

Se todos os fatores apresentados já não gabaritassem a Petrobras a continuar na liderança de mercado e começar a atuar mais ativamente no desenvolvimento da sua área de E&P em âmbito internacional, a Petrobras apesar de já ser considerada por diversos analistas como uma "*major regional*" (Petrobras, 2007) não enfrenta atualmente o pior pesadelo das *majors* que consiste na não reposição das reservas

da empresa na mesma quantidade do total produzido. A Petrobras logrou no ano de 2006 um índice de reposição de reservas de 174%, ou seja, para cada barril de óleo equivalente produzido no ano, foi acrescentado 1,74 barril às reservas. O indicador reserva/produção (R/P) subiu para 19,5 anos, o que significa que mesmo que a Petrobras parasse de buscar novos campos a empresa teria reserva suficiente para produzir petróleo na mesma quantidade que é produzida hoje por ainda 19,5 anos.

5.3 NOVOS ENTRANTES NO *UPSTREAM*:

Desde a abertura do mercado no segmento *upstream*, diversas foram as empresas que manifestaram interesse de entrar no mercado brasileiro com destaque para as *majors* que já estavam presentes na distribuição, bem como as empresas que tinha parceria com a Petrobras.

No que tange a entrada de empresas nacionais, são poucas as companhias que estão se habilitando para os leilões da ANP, uma vez que as melhores oportunidades no negócio de exploração de petróleo estão em área profunda, atividade essa que necessita de grande aporte de recursos e pressupõe um *know-how* específico. Na quase totalidade dos casos em que empresas nacionais, fora a Petrobras, estão arrematando blocos exploratórios, estes blocos se encontram em área continental onde a necessidade de investimento e conhecimento é infinitamente inferior aos blocos em mar e por conseqüente onde os retornos são significativamente inferiores.

Além desses fatores, as empresas nacionais interessadas no mercado brasileiro⁶⁹ têm outra possibilidade de investimento: realizar contratos de parceria com a Petrobras, dado que esses são de menor risco, pois existe a segurança do investimento no desenvolvimento dos campos. Assim, aplicar recursos num campo marginal é menos atrativo se comparado com o risco exploratório, que é muito pequeno.

5.3.1 Shell:

A Shell é considerada uma empresa de exploração *off-shore* no ranking internacional, na frente da Petrobras, em virtude de sua grande experiência no Mar

⁶⁹ Principalmente as empresas nacionais que possuem pouco capital de maneira a competir com uma transnacional.

do Norte, onde a empresa explora petróleo e gás natural para os países europeus, tendo inclusive nesta região o campo de produz o óleo *Brent*, referência internacional de mercado para cotação do Petróleo.

Uma das gigantes do mundo na área de Exploração e Produção, a Shell tornou-se, em 2003, a primeira operadora internacional de capital privado a produzir petróleo em escala comercial na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, nos campos de Bijupirá e Salema.

Entretanto a própria empresa considerou modesta sua presença no primeiro momento da abertura da exploração no Brasil, muito em função do processo de reestruturação e reorientação pelo qual a empresa passou no final do século passado até 2003 face à crise financeira da matriz, momento no qual a empresa chegou a questionar a continuidade de seus ativos na América Latina chegando a vender seus ativos em diversos pontos do continente o que aumentou ainda mais a pressão na filial brasileira da empresa.

Além dos problemas internos da empresa como a escassez de recursos, não existia um estudo sobre a viabilidade econômica das áreas licitadas pela ANP. Esta falta de informações aliada a falta de experiência no segmento de E&P brasileiro fez com que a Shell preferisse num primeiro momento observar quais seriam as ações das demais empresas do mercado.

Após uma etapa inicial de reestruturação econômica e principalmente desde de a chegada a presidência da empresa do executivo Vasco Dias no começo de 2005 a Shell começou a atuar mais intensamente no segmento de exploração e produção acabando com qualquer suspeita ainda existente da saída da empresa do país.

A Shell desde de o começo de sua produção está estendendo suas atividades além da distribuição para o *upstream*. A verticalização no âmbito regional (Continente Americano) da sua produção está auferindo altos lucros a empresa, sendo este retorno sustentável no médio e longo prazo. A Shell vem exportando diretamente todo o óleo produzido no Brasil para suas refinaria no Caribe ou nos Estados Unidos e, em seguida, esse óleo está sendo vendido com alta rentabilidade, em sua maioria em solo norte-americano. A razão dessa lógica advém da capacidade ociosa das refinarias pertencentes à companhia no Continente Americano.

Além da entrada em diversos campos como operadora, a Shell está também realizando alguns contratos de parceria com a Petrobras e com outras empresas, que permitem o crescimento de sua participação na exploração de petróleo no Brasil, bem como aprender a operar nas águas brasileiras⁷⁰, onde a tecnologia empregada é bem diferenciada daquela usada no Mar do Norte.

Como concorrente direta da Petrobras na luta pelos recordes em exploração em bacias ultra-profundas, um dos desafios da empresa é buscar petróleo a 3.000 metros de profundidade para concorrer com a hegemonia tecnológica da Petrobras. A fim de que isso aconteça, a empresa vem investindo no bloco BMC-10 na Bacia de Campos⁷¹, que foi adquirido na segunda rodada de licitação da ANP, em junho de 2000. Continua sendo válido o comentário do Ex-Vice-Presidente da empresa, Phil Hanson, “a estratégia da Shell é concorrer com a Petrobras pelo recorde de exploração em águas profundas” (Jornal do Brasil, 2000).

Entre os acontecimentos que marcaram o ano de 2005 para a Shell está a presença na 7a Rodada de Licitações promovida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), quando a companhia adquiriu participação adicional em cinco blocos, expandindo e consolidando o portfólio, em uma reafirmação de seu compromisso com o País.

A Shell fechou 2005 com presença em 16 blocos, dos quais 2 estão em produção (a Shell é operadora de ambos com 80% de participação da concessão e parceria da Petrobras), 4 na etapa de desenvolvimento da produção (a Shell é operadora de todos tendo como parceiros a Petrobras e a Esso, nos quatro blocos a participação das empresas é de 35%, 35% e 30% respectivamente) e, 10 estão em fase de exploração (a Shell é operadora de dois destes blocos tendo exclusividade de direitos em um deles, em outros 5 a operadora é a Petrobras e em 3 casos a operação fica por conta da Total, outros parceiros destas concessões são a Esso, Chevron, Repsol, Petrogal e Ocean Energy).

Em dezembro de 2005, foi declarada a comercialidade do bloco BC-10 e continuam sendo feitas avaliações sobre as descobertas no bloco BS-4.

⁷⁰ A exploração *off-shore* brasileira difere das praticadas pela Shell no resto do mundo, dada a localização dos poços de petróleo, que no caso brasileiro podem até superar os 2.000 metros de lâminas de água.

⁷¹ Este bloco foi escolhido devido às análises geológicas da Shell concluírem que se tratava da melhor oferta da segunda rodada de licitações por áreas de petróleo no Brasil, mesmo que este bloco se localize à 3.000 metros de profundidade.

A companhia sabe que os desafios de E&P são grandes, mas promissores: até o fim da década, a Shell pretende produzir o primeiro óleo do bloco BC-10, localizado na bacia de Campos, onde fez descobertas de óleo pesado junto com seus parceiros.

5.3.2 Ipiranga:

Apesar de inicialmente a Ipiranga ter algumas participações marginais no *upstream* junto a Petrobras e junto a outras empresas como o Grupo Queiroz Galvão Perfurações, visando assegurar presença nesse mercado. A companhia não teve como manter recursos disponíveis e desenvolver conhecimentos para novas tentativas de entrada no segmento de E&P, seria necessário que a empresa passe por uma reformulação de seus negócios ou a busca de um sócio capaz de trazer o aporte de recursos necessários com a finalidade no ingresso neste segmento.

Em função dos investimentos da empresa junto ao Grupo Queiroz Galvão Perfurações não ter colhido frutos e da venda da participação da empresa em algumas outras concessões, o único bloco que ainda figura nos relatórios da ANP com participação da Ipiranga é o campo de Sardinha na bacia do Camamu (BA) onde a El Paso é operadora com 40% de participação tendo na concessão a Petrobras também com 40% e ficando apenas 20% com a Ipiranga.

5.3.3 Chevron (Texaco):

A Chevron abriu seu escritório de Exploração e Produção (*upstream*) no Rio de Janeiro ainda em 1997, após a decisão do Governo de abrir o setor aos investimentos estrangeiros.

Por outro lado, a Texaco desde o começo demonstrava estar disposta a ingressar no *off-shore* no Brasil, fazendo da companhia um dos principais investidores nesse segmento do petróleo. A empresa adquiriu três blocos exploratórios no leilão da ANP: o BMC-5, o BMS-2 (sozinha) e o BMES-2, a ser operado junto com a Unocal.

Com a formalização da fusão da Texaco com a Chevron no ano 2002, esta nova empresa, hoje denominada apenas de Chevron se tornou um dos *players* mais importantes do segmento de exploração e produção do Brasil. Apesar de ainda utilizar a bandeira da Texaco no segmento de distribuição, a empresa optou por

utilizar a bandeira da Chevron na área de exploração e produção.

Hoje, a empresa é um dos principais integrantes do setor de *upstream* no Brasil, operando dois blocos de exploração (BM-C-5 e BM-S-7) e um campo em etapa de desenvolvimento (Campo Frade). Participando, também, da concessão de mais 3 blocos de exploração (BC-20, BS-4, BM-C-4) em parceria com a Petrobras e outras empresas de petróleo além de parcerias também em desenvolvimento com a parceria da operadora Petrobras (Papa-Terra).

5.3.4 Repsol-YPF:

Os importantes investimentos efetuados pelo grupo Repsol-YPF no Brasil, denotam que esse vislumbra o grande potencial de crescimento do mercado no País. A estratégia nítida desse grupo é de aumentar sua fatia de mercado, bem como verticalizar toda cadeia produtiva, "agindo de forma integrada", a Repsol-YPF é atualmente a única empresa além da Petrobras que atua nos três principais segmentos do mercado de petróleo (Exploração e Produção, Refino e Distribuição).

Com esse objetivo, em outubro de 1998, a YPF assinou junto com a Petrobras, uma *joint-venture* na qual ambas empresas buscariam juntas óleo cru na plataforma marítima brasileira. O contrato previu a exploração do bloco BES-3, situado no mar da Baía do Espírito Santo, a 100 Km a nordeste de Vitória, onde a participação da Petrobras é de 35% e 65% de um consócio liderado pela YPF. Esse bloco compreende uma área de 907 km². Durante a etapa de exploração de três anos, foram investidos 20 milhões de dólares para reprocessar mais de 2000 quilômetros de linhas sísmicas e perfurar poços exploratórios. A Repsol-YPF entretanto devolveu à ANP no ano de 2003 o bloco BES-3, localizado em águas rasas. Mesmo com três descobertas realizadas na área do bloco, a empresa optou pela entrega por considerar que o investimento não era comercialmente viável.

Em dezembro de 1998, a empresa assinou mais duas associações de exploração e produção com a Petrobras, a Devon e a Sotep, com investimentos que chegaram à ordem de 240 milhões de dólares. Uma destas associações foi um contrato elaborado sob a forma de *Project-Finance*, onde a Devon ficou com a responsabilidade de operadora dos Blocos de Caraúna, já em produção, infelizmente para a empresa e como é normal que ocorra no mercado internacional de petróleo o consócio insatisfeito com os indicadores do negócio decidiu devolver

a ANP o campo em dezembro de 2000 após a tentativa frustrada de vender o campo para outras empresas. O campo de Caraúna, está localizado em águas rasas do Rio Grande do Norte e até então estava produzindo 800 barris/dia de óleo através de dois poços (Petróleo & Gás Brasil, 2001).

No ano de 2000, a empresa realizou a troca de ativos junto a Petrobras, principalmente no projeto *off-shore* Albacora Leste. A Petrobras ficou com 30% do projeto mais a operação do campo e a Repsol-YPF buscaria um outro sócio para completar a parceria. Mas o pagamento do ingresso na parceria foi feito através da troca de ativos da Petrobras investidos no projeto, por ativos dos novos sócios no exterior, como uma refinaria na Argentina e a rede de postos EG-3.

Atualmente a empresa mudou o foco de sua atuação do E&P em território brasileiro. A empresa não está atuando como operadora em nenhum bloco e está buscando participações apenas em blocos marítimos onde a possibilidade de retorno é superior apesar de maiores riscos. A Repsol-YPF encarou os primeiros insucessos como um período de aprendizado e em sua nova estratégia de desenvolvimento o seu objetivo é se associar a grandes empresas no *off-shore* visando adquirir o maior conhecimento possível em exploração no Brasil para após voltar a investir em novos campos como operadora.

No último relatório da ANP a Repsol-YPF estava presente com participação em 7 campos, todos na fase de exploração, sendo 2 na bacia de Campos, 1 na bacia do Espírito Santo e 4 na bacia de Santos, tendo como operadora dos consórcios em 5 casos a Petrobras e a Shell e Chevron figurando uma vez cada como operadora. A Repsol-YPF foi a segunda empresa que mais injetou capital na sétima rodada de licitações da ANP.

5.3.4 Esso:

A Esso depois de um começo promissor no segmento de E&P brasileiro, atuando de forma ativa no primeiro leilão da ANP, não deu continuidade a seu plano de investimento e no ano de 2002 devolveu os blocos adquiridos no primeiro leilão.

Atualmente a Esso só é operadora de um bloco, localizado na bacia de Santos (bloco BM-S-22), este campo ainda está na fase de análise exploratória assim como o bloco BM-C-25 da bacia de Campos em que a Esso está associada a Shell e a

operadora Petrobras. A Esso está presente ainda em blocos em fase de desenvolvimento da produção junto a operadora Shell.

5.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE O SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO:

A Petrobras ainda é a grande exploradora de petróleo no Brasil e não há indícios que este quadro possa ser alterado no curto e médio prazos, grandes companhias como a Repsol-YPF e a Shell investiram pesado na sétima rodada de licitações da ANP, entretanto com o embargo judicial da oitava rodada, as empresas estrangeiras ficam apreensivas em montar uma grande estrutura para o segmento de exploração e produção sem saber quais serão as decisões tomadas pela justiça brasileira.

Caso a decisão da justiça seja a favor da manutenção do processo das licitações como vinha sendo até a sétima rodada, a tendência é que a participação no mercado da Petrobras venha a se reduzir seja em função da presença das novas empresas, seja pelo maior número de parcerias que vem sendo realizadas⁷². Na exploração *off-shore* destacam-se as empresas de grande porte no mercado mundial assim como os parceiros da Petrobras anteriores da abertura de mercado. À exceção das empresas entrantes, que vêm se expandindo a partir de parcerias, e que busca um maior controle ou *know-how* na exploração *off-shore* no Brasil, pois não possui grande experiência nesta atividade no seu histórico é Repsol-YPF.

Apesar de muitas empresas adquirirem blocos nas primeiras rodadas de licitação da ANP, pela falta de conhecimento da geologia brasileira poucas foram as empresas que conseguiram iniciar a produção no Brasil e grande parte dos blocos arrematados foram devolvidos para a ANP.

Os últimos dados consolidados da ANP mostram que a única empresa que atualmente produz petróleo *off-shore* no Brasil além da Petrobras é a Shell que está com os blocos Bijupirá e Salema em produção na bacia de campos. Empresas como a W. Washington, Recôncavo E&P e Petrosynergy também estão com produções ativas de petróleo no Brasil, porém são produções muito pequenas em campos continentais de baixo volume.

⁷² Quando se refere à operação, entende-se como produção de petróleo.

A Petrobras é operado de todos os blocos de produção *off-shore* do Brasil com exceção dos dois blocos que a Shell opera mas até mesmo neste blocos da Shell a Petrobras é a empresa parceira do companhia anglo-holandesa.

A exploração *on-shore*⁷³ não desperta um grande interesse das grandes empresas, dado o baixo volume de produção se comparado com o investimento exigido. Isso abriu oportunidades a partir da segunda fase das licitações da ANP, que permitiu que novos e pequenos produtores adquirissem estas áreas de forma a torna-las viáveis com o uso de novas tecnologias. Este nicho de mercado se encontra em ampla concorrência devido a disputa até o sétimo leilão por estas áreas.

Os patamares atuais de preços do barril do petróleo no mercado internacional criam a perspectiva de acirramento da competição por cada novo bloco que possa ser licitado no Brasil ou em qualquer outro lugar do mundo. Foi publicado no dia 18/07/2007 no diário da união a autorização para a realização da 9ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural a ser realizada pela ANP. Caso esta rodada consiga ser realizada ser impedimentos legais, o mercado de petróleo brasileiro irá presenciar a maior concorrência já vista em sua história pela disputa de blocos de exploração e produção.

A Nona Rodada de Licitações ofertará blocos em 20 setores, totalizando 97.993,22 km² em áreas de elevado potencial, novas fronteiras e bacias maduras. A área em oferta abrange 9 bacias sedimentares: Campos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Rio do Peixe e Santos.

Serão oferecidos 313 blocos, sendo que a expectativa maior das empresas de porte fica por conta do oferecimento de 153 blocos em áreas marítimas de elevado potencial, com ênfase especial no potencial para a produção de gás natural, com o objetivo da ANP de manter as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda nacional de gás natural e os 69 blocos em áreas de novas fronteiras marítimas, visando possibilitar o surgimento de novas bacias produtoras.

⁷³ Termo de origem inglesa para designar a exploração de petróleo em terra firma.

6 AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO NO ABASTECIMENTO & REFINO (MILDSTREAM):

Até o final do ano de 2006, poucas foram as mudanças que ocorreram no refino no Brasil. Os derivados de petróleo são provenientes, na sua maioria, das refinarias da Petrobras (num total de 11, incluindo neste número a Refinaria Alberto Pasqualini que atualmente conta com uma participação da Repsol-YPF de 30% não sendo mais exclusiva da Petrobras) e da refinaria da Ipiranga já que a Refinaria de Manguinhos (Grupo Peixoto de Castro e Repsol-YPF) atualmente está em processo de reestruturação sem data definitiva de retomada de sua produção. A única mudança foi uma troca de ativos da Petrobras com a Repsol-YPF onde a primeira cedeu 30% de participação na Refinaria Alberto Pasqualini para a Repsol-YPF em troca da concessão por parte da Repsol-YPF de ativos na Argentina.

Não se acredita em nenhuma estratégia nova nesse segmento, um dos objetivos do governo no momento da elaboração da Lei 9.478 que era o de desenvolver a concorrência no segmento de refino não vem sendo alcançado, pois as *majors* têm capacidade ociosa em suas refinarias no Caribe e nos Estados Unidos, por exemplo. A Shell faz parte deste grupo, toda a sua produção é enviada diretamente para suas refinarias no Caribe e nos Estados Unidos. O governo esperava que as empresas que estivessem atuando no setor de *upstream* buscassem refinar a sua produção no Brasil, fato que não está ocorrendo e que pelo desenvolvimento do mercado não deve ocorrer no curto e no médio prazo. Este acontecimento corriqueiro preocupa o governo, pois o nível de arrecadação cai consideravelmente em virtude de o país estar exportando petróleo cru ao invés de seus derivados refinados e com alto valor agregado.

6.1 PETROBRAS:

O objetivo da área de abastecimento⁷⁴ da Petrobras em seu plano de negócios 2007-2011 é aumentar as vendas de produtos e serviços no Brasil e no exterior, e ampliar a atuação sustentável na indústria do biorrefino, da biomassa e nos negócios em petroquímica e fertilizantes (Petrobras, 2007).

Para a Petrobras, a expansão e a adaptação do parque de refino continuam voltadas para atender o aumento da demanda dos mercados de derivados de petróleo e gás natural e mais recentemente em função das novas metas impostas pelo governo do teor de enxofre presente nos combustíveis.

No ano de 2006, a Petrobras atingiu recordes históricos de refino e produção de derivados no Brasil. Nas 11 refinarias, foi processado (processamento primário) 1 milhão 746 mil bpd de óleo e produzido 1 milhão 764 mil bpd de derivados, um aumento de 1% e 2%, respectivamente, em relação ao ano anterior. A participação de 80% do óleo nacional na carga processada em 2006 reflete a confiabilidade operacional das unidades, que utilizaram, em média, 89% da capacidade de refino. Segue na próxima página o histórico de produtividade das refinarias da Petrobras no Brasil depois da abertura de mercado.

⁷⁴ A área de abastecimento dentro da Petrobras é a área responsável pelas refinarias, plantas petroquímicas e de fertilizantes.

Tabela VI
Capacidade e Utilização das Refinarias da Petrobras no Brasil por ano

Refinarias	Refinarias											Total
	Paulínea - Replan (SP)	Landulpho Alves - Rlam (BA)	Duque de Caxias - Reduc (RJ)	Henrique Lage - Revap (SP)	Alberto Pasquelini - Refap(RS)	Pres. Getúlio Vargas - Repar (PR)	Pres. Bernardes - RPBC (SP)	Gabriel Passos - Regap (MG)	Manaus - Reman (AM)	Capuava - Recap (SP)	Fortaleza - Lubnor (CE)	
2006												
Capacidade Instalada (Mbpd)	365	323	242	251	189	189	170	151	46	53	7	1.986
Volume Produzido (Mbpd)	341	261	254	211	114	183	163	136	36	40	7	1.746
Utilização (%)	93	81	105	84	60	97	96	90	78	75	100	88%
2005												
Capacidade Instalada (Mbpd)	365	323	242	251	189	189	170	151	46	53	6	1.985
Volume Produzido (Mbpd)	320	249	242	241	116	186	157	131	44	35	5	1.726
Utilização (%)	88	77	100	96	61	98	92	87	96	66	83	87%
2004												
Capacidade Instalada (Mbpd)	365	334	242	251	189	189	170	151	46	53	6	1.996
Volume Produzido (Mbpd)	351	237	230	236	103	165	154	132	45	46	5	1.704
Utilização (%)	96	71	95	94	54	87	91	87	98	87	83	85%
2003												
Capacidade Instalada (Mbpd)	371	306	242	251	189	189	170	151	46	53	6	1.974
Volume Produzido (Mbpd)	297	209	196	197	101	195	163	125	44	43	4	1.574
Utilização (%)	80	68	81	78	53	103	96	83	96	81	67	80%
2002												
Capacidade Instalada (Mbpd)	352	306	242	226	189	189	170	151	46	53	6	1.930
Volume Produzido (Mbpd)	329	213	204	198	106	192	154	128	45	44	6	1.619
Utilização (%)	93	70	84	88	56	102	91	85	98	83	100	84%
2001												
Capacidade Instalada (Mbpd)	352	306	242	226	189	189	170	151	46	53	6	1.930
Volume Produzido (Mbpd)	325	215	197	222	115	191	156	133	44	46	6	1.650
Utilização (%)	92	70	81	98	61	101	92	88	96	87	100	85%
2000												
Capacidade Instalada (Mbpd)	352	306	242	226	189	189	170	151	46	53	6	1.930
Volume Produzido (Mbpd)	332	177	186	223	123	189	160	130	31	41	6	1.598
Utilização (%)	94	58	77	98	65	100	94	86	67	77	100	83%
1999												
Capacidade Instalada (Mbpd)	352	306	226	214	189	189	170	151	46	44	6	1.893
Volume Produzido (Mbpd)	296	199	218	199	126	189	160	134	14	35	6	1.576
Utilização (%)	84	65	96	93	67	100	94	89	30	80	90	83%
1998												
Capacidade Instalada (Mbpd)	327	306	226	214	189	189	170	145	14	44	6	1.830
Volume Produzido (Mbpd)	301	180	207	207	113	184	141	118	14	44	5	1.514
Utilização (%)	92	59	91	97	59	97	83	82	97	100	87	83%
1997												
Capacidade Instalada (Mbpd)	327	306	226	214	189	171	170	145	14	44	6	1.812
Volume Produzido (Mbpd)	277	130	178	188	120	165	148	134	14	44	5	1.403
Utilização (%)	85	43	78	88	64	97	87	92	97	101	83	77%

A empresa tem como meta aumentar a carga de óleo processada no refino: de 1,746 milhões processados em 2006 para 2,376 milhões de barris até 2011 e aumentando para 3,201 milhões de barris processados em 2015. Sendo assim, as refinarias serão adequadas para processar um volume maior de óleo nacional, permitindo uma redução da importação de óleo leve, passando de 80% para 90% a participação do petróleo nacional no total processado nas refinarias⁷⁵, como pode ser visto na tabela abaixo, o percentual de petróleo nacional nas refinarias da Petrobras vinha crescendo gradativamente desde a abertura até o ano de 2004, ano no qual a Petrobras começou a se preparar para as novas especificações dos combustíveis do mercado nacional e também para um possível ingresso no mercado internacional o que fez o percentual do petróleo nacional cair um pouco neste ano para no ano seguinte retomar o seu crescimento percentual.

Tabela VII
Origem do Óleo Processado nas Refinarias Brasileiras

Origem do Óleo Processado nas Refinarias Brasileiras										
	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Brasil										
Campos	62,31%	65,40%	46,02%	64,50%	62,80%	60,10%	60,20%	58,30%	50,20%	44,70%
Outros em Alto	5,01%	1,40%	21,03%	2,40%	1,40%	2,20%	1,60%	3,30%	3,40%	3,70%
Em Terra	9,24%	12,30%	8,79%	13,30%	15,00%	13,50%	13,50%	15,30%	15,50%	15,60%
Outros	2,93%									
Total Brasil	79,49%	79,10%	75,85%	80,20%	79,20%	75,80%	75,30%	76,90%	69,10%	64,00%
Importados										
Oriente Médio	6,67%	6,00%	5,73%	6,30%	5,70%	5,20%	5,80%	7,70%	9,10%	12,60%
África	13,63%	14,20%	17,79%	9,90%	12,60%	14,60%	10,10%	8,30%	8,70%	6,80%
América Central e do Sul	0,20%	0,60%	0,51%	0,70%	2,50%	4,30%	8,70%	4,20%	7,20%	9,70%
Austrália		0,10%	0,12%	2,90%	0,00%	0,00%	0,10%	2,90%	5,90%	6,90%
Importado	20,51%	20,90%	24,15%	19,80%	20,80%	24,20%	24,70%	23,10%	30,90%	36,00%
Total	100,00%									

Fonte: Petrobras, 2007.

Para alcançar os objetivos mencionados a Petrobras no ano de 2006 deu continuidade aos investimentos para adaptação das refinarias ao processamento do petróleo pesado produzido no País. Novas unidades de craqueamento catalítico e coqueamento retardado entraram em atividade na Refinaria Alberto Pasqualini (Refap); e uma de coqueamento começará a operar na Refinaria Duque de Caxias (Reduc) em 2007. Com as unidades de coque, a Petrobras aperfeiçoa o rendimento em diesel do petróleo brasileiro com o objetivo de reduzir a importação de petróleo estrangeiro para realizar a produção deste derivado e/ou realizar a importação do derivado diretamente.

⁷⁵ Estes valores incluem a Refinaria Alberto Pasqualini, apesar de 30% da refinaria ser pertencente a Repsol-YPF.

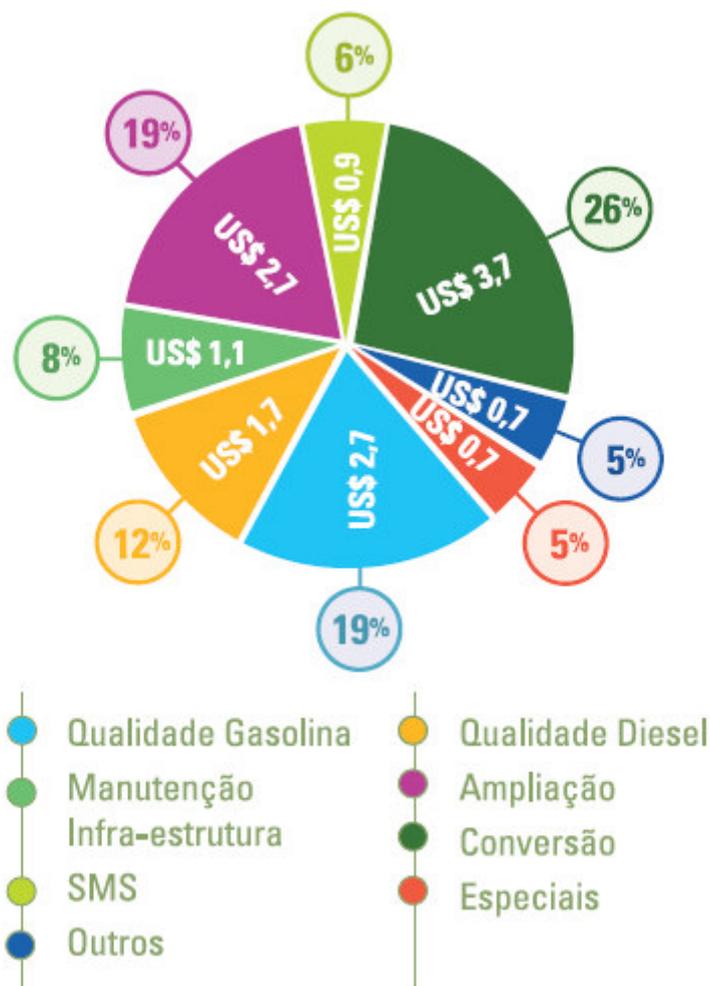
Como parte da estratégia de melhoria da qualidade dos combustíveis, a companhia vem nos últimos anos com um processo de implantação de unidades de hidrotratamento (HDTs) em nove refinarias. O tratamento com hidrogênio, que reduz o teor de enxofre dos derivados, atende às especificações ambientais mais rigorosas vigentes a partir de 2009. Ao mesmo tempo, abre novos mercados de exportação, como Estados Unidos e países da Europa.

Visando abrir novos caminhos para a empresa no campo da diversificação de seus derivados a Petrobras lançou o Diesel Podium e aperfeiçoou o desenvolvimento do H-Bio e os utilizou como marcos de qualidade e proteção ambiental em 2006, utilizando estas conquistas como um diferencial da marca no mercado. O H-Bio, processo pioneiro da Petrobras, associa óleo vegetal às frações do petróleo para a fabricação de diesel. A Companhia também ampliou a oferta do diesel S500 a oito regiões metropolitanas: Curitiba, Salvador, Recife, Fortaleza, Belém, Vitória, Aracaju e Porto Alegre. O produto, lançado em 2005, tem teor de enxofre quatro vezes menor do que o diesel comum e a Petrobras vem antecipando no mercado esta futura exigência governamental.

Em linha com o crescimento da produção nacional de petróleo, a Petrobras tem em curso dois grandes projetos: a Refinaria Abreu Lima, em Pernambuco, para 200 mil bpd, empreendimento de US\$ 4,0 bilhões em estudo com a Petróleos de Venezuela (PDVSA); e a Refinaria Premium, em local a ser definido, para 500 mil bpd, que será a maior do País. Com entrada em operação prevista para 2011 e 2014 respectivamente, as novas refinarias vão fazer frente ao crescimento da demanda interna, reduzir a importação de diesel e assegurar a exportação de derivados, valorizando os excedentes de petróleo brasileiro além de ser mais uma barreira a entrada de empresas concorrentes no segmento de refino.

Para suportar todos os objetivos na área de refino, a Petrobras pretende investir mais no que nunca neste setor, o investimento previsto entre os anos de 2007-2011 só na área de refino é de US\$ 14,2 bilhões e a sua divisão específica entre as áreas pode ser vista na figura a seguir.

Figura X
Divisão do investimento da Petrobras entre os anos 2007-2011 na área de refino.



Fonte: Petrobras, 2007.

6.2 IPIRANGA:

A Ipiranga possui uma refinaria localizada no Sul do Brasil, com uma capacidade de produção de 17.000 barris/dia, atendendo cerca de 12% do mercado gaúcho. Entretanto, no ano de 2005, os preços dos combustíveis para as empresas produtoras foram reajustados uma única vez até setembro, o que ocasionou uma defasagem média de 30,0%. No mês de setembro por sua vez, houve uma nova atualização de preços, de 16,4% para a gasolina e 14,9% para o óleo diesel, porém insuficiente para a recuperação das margens.

Essa defasagem entre os preços das matérias-primas e os dos produtos derivados afetou o desempenho econômico das refinarias que não são integradas à matéria-prima e adquirem petróleo com base nas cotações de referência

internacional⁷⁶. Por essa razão, a Ipiranga pleiteou constantemente junto aos órgãos competentes o estabelecimento de condições adequadas para o refino nacional e, embora algumas alternativas tenham sido adotadas, não resistiu à manutenção da defasagem de preços.

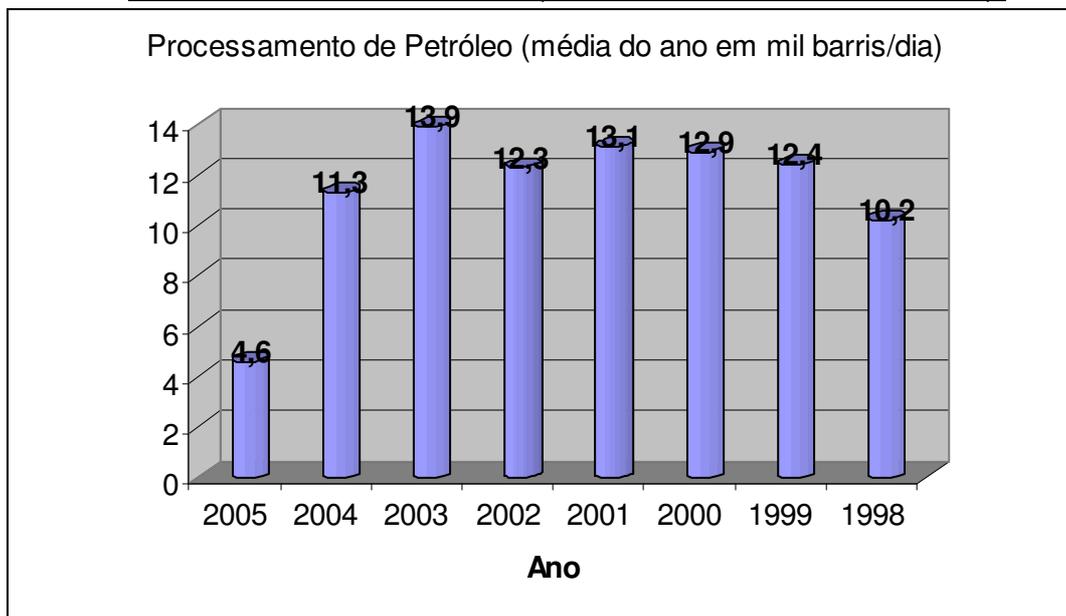
O agravamento do cenário levou então a Organização a recorrer aos órgãos reguladores do setor e ao Governo Federal que, até o final do exercício, avaliavam a representação apresentada para buscar o estabelecimento de condições justas para o cenário de preços de petróleo e derivados para todas as unidades de refino instaladas no País.

Em virtude dos problemas sofridos e visando reduzir suas perdas a Ipiranga decidiu interromper estrategicamente a produção de sua Refinaria, por duas vezes, em 2005. Ela ficou 191 dias sem operar e voltou a produzir em dezembro, quando o cenário de preços passou a ser um pouco mais satisfatório.

Assim, no ano, a média de produção ficou em 26,0% da capacidade operacional da Companhia, de 17 mil barris por dia, o que representa uma redução de 61,0% em relação ao volume produzido em 2004, com uma parcela de 6,2% do abastecimento de combustíveis do Estado do Rio Grande do Sul. No gráfico a seguir pode ser vista a quantidade de petróleo processado pela Ipiranga em sua refinaria entre os anos de 1998 e 2005.

⁷⁶ A Petrobras como produtora em larga escala de petróleo em território nacional pode diluir ao longo de sua cadeia produtiva o impacto do preço do petróleo de forma que a área de refino não fosse afetada.

Figura XI
Processamento de Petróleo (média do ano em mil barris/dia).



Fonte: Ipiranga, 2006.

A Ipiranga inicialmente pretendia investir mais nesse segmento, dado que a detenção de uma possível nova unidade de refino permitiria um ganho de competitividade, principalmente no mercado do Rio Grande do Sul, mesmo com o "sistema de cotas"⁷⁷ estabelecido pelo Governo. Entretanto, a princípio, o grande problema para atingir essa estratégia, que lhe permitiria uma melhor atuação na região Sul, seria a decisão das famílias controladoras, pois todas teriam que concordar com o investimento neste sentido, e são históricas as divergências das famílias controladoras da Ipiranga sobre as áreas de atuação da empresa. Outro fato vital que fez com que a Ipiranga não tentasse de forma mais efetiva a sua expansão no segmento de refino foi a manutenção dos preços de petróleo em patamares elevados.

6.3 REPSOL-YPF:

A Repsol-YPF, empresa que começou a atuar no Brasil após a mudança do marco regulatório, começou os seus investimentos em refino através da aquisição 33% da refinaria do Grupo Peixoto de Castro, demonstrando claramente sua estratégia de verticalização. A prática de operar "do poço ao posto", que enriqueceu

⁷⁷ Cada refinaria no Brasil deve fornecer às companhias distribuidoras uma quantidade suficiente de combustível para atender sua demanda regional. Esta quantidade é definida pelo número de postos e consumo de combustíveis por estes vendidos.

várias empresas no começo do século XX, voltou a ser importante para a Repsol-YPF na medida que o mercado se torna mais competitivo, e que maiores margens de lucro somente são viabilizadas pela integração das atividades.

A refinaria do Grupo Peixoto de Castro só conseguia operar por um acordo que existe desde a década de 50, o qual dava a refinaria o direito de adquirir petróleo aos mesmos preços da Petrobras, apenas pelo fato de receber esse "subsídio", a refinaria conseguia viabilizar sua operação. Caso comprasse o óleo dos produtores de petróleo, não conseguiria sobreviver, dado o baixo volume de aquisição e conseqüentemente de produção.

Entretanto, com o aumento acentuado do preço do petróleo no ano de 2005 alinhado com o fato da empresa não ter investido o valor estabelecido em contrato através do artigo 72 da Lei do Petróleo que determinava investimentos em modernização e ampliação das refinarias privadas entre 1998 e 2003, sob acompanhamento da Agência Nacional do Petróleo (ANP), fez com que a refinaria passasse a não ser interessante financeiramente para seus sócios.

Os investimentos permitiriam que Manguinhos se adaptasse gradualmente para processar óleo pesado, predominante do Brasil, em vez de ficar sujeita ao produto leve, importado, cujo preço acompanha as oscilações do produto no mercado externo. O fechamento de Manguinhos em agosto de 2005, foi decidido após a unidade ter registrado inúmeros prejuízos na atividade de refino ao ser impedida de passar este aumento de seus custos ao mercado em função da alta no preço do petróleo, diante da concorrência da Petrobras.

Demonstrando o seu real interesse em se tornar uma empresa verticalizada no país, atuando em todos os segmentos do mercado de petróleo, a Repsol-YPF realizou uma troca de ativos junto a Petrobras na qual a Petrobras cedeu à Repsol-YPF uma participação minoritária de 30% na empresa REFAP S.A., que será a nova proprietária da Refinaria Alberto Pasqualini além da concessão de aproximadamente 250 postos de gasolina de titularidade da Petrobras Distribuidora - BR e, finalmente, 10% dos direitos de concessão para exploração do campo de Albacora Leste. Em contrapartida, a Repsol-YPF transferirá à Petrobras 99,5% da empresa de petróleo Argentina EG3. Esta empresa é constituída, fundamentalmente, de uma refinaria com capacidade de processamento de 30.500 barris/dia e cerca de 700 postos de serviço. Deste forma a Repsol-YPF faz o seu

segundo investimento significativo com o intuito de ser uma empresa atuante no mercado de refino brasileiro.

6.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE O SEGMENTO DE ABASTECIMENTO & REFINO:

No refino, a mudança do marco regulatório pouco influenciou na mudança das estratégias das empresas petrolíferas e os investimentos realizados neste segmento foram em sua quase totalidade proveniente da Petrobras que continua aumentando a sua produção desde 1997 e, além de aumentar a sua produção quantitativamente, a Petrobras está realizando uma melhora qualitativa de sua produção de derivados com um maior percentual de produtos de alto valor agregado, este resultado está sendo alcançado devido ao investimento realizado em novas unidades de processamento de resíduos e hidrotamentos realizados em seu parque de refino.

A única entrante deste segmento em face da desregulamentação do setor e que está investindo na verticalização é a Repsol-YPF. Isso é reflexo da baixa lucratividade da atividade de refino a nível internacional, o que desperta pouco interesse nas empresas petrolíferas, principalmente nos patamares de preço atuais do insumo básico, o petróleo.

Outro agravante é que a Petrobras através de seus investimentos vem conseguindo atender quase 100% da demanda por derivados com a produção em suas refinarias em território brasileiro, o que reduz a possibilidade de obtenção de mercado por parte de possíveis entrantes, sabedora deste fato a Repsol-YPF em sua segunda iniciativa de ingressar neste segmento se aliou a própria Petrobras visando não ser diretamente impactada por tal gigantismo.

Outra atividade que não vem tendo mudança desde a abertura do mercado é na importação de petróleo que não é vista como uma atividade lucrativa pelas possíveis entrantes, pois a política de controle de preços dos derivados exercidos pelo Governo Federal não permite o repasse do aumento do preço internacional e da alta do dólar ao preço final dos derivados de petróleo.

Conseqüentemente, a Petrobras é, ainda, a maior detentora do parque de refino nacional, concentrando mais de 90% do total refinado no País, podendo permanecer na sua posição de monopólio por ainda muito tempo caso não se reverta as posições adotadas pelas demais empresas participantes do mercado nacional. Esta

tendência de concentração tende a aumentar ainda mais quando entrarem em produção as duas novas plantas de refino existentes no planejamento estratégico da Petrobras.

7 AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO BRASIL FRENTE AS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO (DOWNSTREAM):

7.1 ANTES DA MUDANÇA DO MARCO REGULATÓRIO:

Nas décadas de 70 e 80, a estrutura de mercado na distribuição de derivados de petróleo no Brasil era oligopolizada, havendo um pequeno número de empresas que distribuíam os derivados de petróleo refinados no País⁷⁸. Os combustíveis distribuídos pelas empresas eram idênticos. Apenas os óleos lubrificantes eram diferenciados pela mistura de aditivos importados.

O preço dos derivados para as distribuidoras de petróleo era fixado pelo Conselho Nacional de Petróleo (CNP), em função do preço do combustível no mercado internacional e das políticas de estabilização econômica nacional, uma vez que a gasolina e o óleo diesel têm uma forte influência na inflação. Além dessas variáveis, sobre o preço dos derivados adicionava-se os custos operacionais das refinarias, o transporte do óleo, o refino e a estocagem⁷⁹.

As margens de lucro da distribuição eram também determinadas pelo CNP⁸⁰. Essa margem bruta representava cerca de 15% do preço da venda, excluindo os impostos incidentes sobre os combustíveis.

O CNP definia o preço ao consumidor final, já embutindo os valores relativos aos

⁷⁸ Estes derivados eram provenientes na sua maioria das refinarias de Petrobras (total de 11) e das refinarias de Ipiranga e Manguinhos (Grupo Peixoto de Castro).

⁷⁹ Era estipulada uma distância média, do tipo de 400 km que era embutida no preço dos derivados, caso a distância fosse superior a 400 Km, havia uma alínea de compensação que cobria o maior deslocamento.

⁸⁰ Já na década de 80 e início de 90 até a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), eram estabelecidas pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

custos de aquisição da refinaria, transporte⁸¹ e outros custos operacionais⁸², bem como uma alínea⁸³ de compensação de fretes (positiva ou negativa conforme a localidade que o combustível era distribuído) para o estabelecimento do preço FOB⁸⁴ da base.

No antigo contexto, as distribuidoras tinham incentivos para abastecer locais muito distantes dos grandes centros urbanos. A alínea de compensação de fretes possibilitava o aumento das margens de lucro das empresas. Porém, áreas muito distantes, e onde o consumo era bastante reduzido não atraíam as distribuidoras. O abastecimento dessas áreas era feito então pela BR-Distribuidora⁸⁵, devido a sua responsabilidade de garantir o abastecimento a todas as localidades do território nacional. Nesse contexto, o mercado era dividido entre as maiores distribuidoras, que detinham grandes margens de lucro e a BR-Distribuidora, que tinha uma margem reduzida em função de atuar em diversas localidades com margem negativa.

Como a fixação do preço ao consumidor final do combustível ficava sob a orientação do CNP, não havia incentivo à competição “via preço” pelas distribuidoras. A disputa pelos consumidores se fazia através da diferenciação via mídia (*marketing*) e pela qualidade dos serviços de cada posto. A diferenciação se fazia então pela propaganda, pela localização dos postos de venda, bem como pelos serviços que o posto oferecesse⁸⁶.

No final da década de 80, a competição das grandes distribuidoras por maiores parcelas se acirrou, resultando em uma estratégia de diferenciação dos produtos através do combustível aditivado e ainda pela diferenciação do serviço⁸⁷.

7.2 APÓS A MUDANÇA DO MARCO REGULATÓRIO:

⁸¹ Transporte esse da refinaria até a base e da base ao posto.

⁸² São estes: as taxas portuárias, pedágios, etc.

⁸³ Combustíveis consumidos próximos às refinarias subsidiavam o custo dos combustíveis consumidos em localidade mais distantes.

⁸⁴ Sigla da expressão inglesa *Free on Board* (“Livre a Bordo”), denomina a cláusula de contrato segundo a qual o frete não está incluído no custo da mercadoria. Valor FOB é o preço de venda da mercadoria acrescido de todas as despesas que o exportador fez até colocá-la a bordo, incluindo as taxas portuárias, de previdência, da Comissão de Marinha Mercante e outras que incidem sobre o valor do frete.

⁸⁵ A BR tem a obrigação legal, inserida na Constituição, como empresa do grupo Petrobras em abastecer todas as áreas do território nacional, mesmo que esta atividade não gere lucro para a empresa, dado que seu objetivo é o desenvolvimento do País.

⁸⁶ Podiam ser estes: de padaria, mini-mercado, vídeo locadora, mecânica, limpeza automotiva, troca de lubrificantes, etc.

⁸⁷ Centros de lubrificação, lavagem automotiva, lojas de conveniência, etc.

Com a liberalização dos preços, iniciada em abril de 1996, as empresas distribuidoras de combustíveis enfrentaram uma guerra de preços. Os especialistas do setor previam que, a curto prazo, apenas os participantes agressivos iriam sobreviver. Empresas como a Repsol-YPF⁸⁸ e Texaco⁸⁹, que não ingressaram na concorrência pelos consumidores de forma agressiva, poderiam perder uma grande fatia de mercado e, até mesmo, serem expulsas pelas concorrentes.

A guerra dos preços dos combustíveis levou a uma baixa significativa do preço final nas bombas, beneficiando os consumidores e eliminando as empresas que não foram capazes de concorrer nesse novo mercado⁹⁰. Além disso, o grau de exigência dos consumidores vis-à-vis as distribuidoras é cada vez maior no que se refere à qualidade e ao preço dos produtos⁹¹, conduzindo a uma maior concorrência.

Nesse novo contexto, as distribuidoras passam a competir por cada micro região onde seus postos estejam localizados. Para isso, elas praticam preços diferenciados em cada posto. O preço do derivado é determinado em função da localização, faixa de renda da população próxima, presença da concorrência na vizinhança, volume de vendas, entre outros fatores.

Cabe ressaltar que as mudanças no mercado de distribuição já tinham sido iniciadas, em 1991, quando o governo Collor permitiu que pequenas empresas atuassem no segmento de distribuição em espaços geográficos de mais de dez mil habitantes. No começo não se verificou uma grande expansão dessas pequenas empresas, mas a partir de 1996 houve uma explosão de novas distribuidoras.

A liberalização do preço foi gradual e ocorreu a partir de abril de 1996, tendo por consequência uma mudança na estrutura de mercado, passando a ser um oligopólio competitivo. Essa nova estrutura prevê a presença de um pequeno grupo de grandes empresas e de uma margem de um grande número de pequenas empresas, mas que detêm uma parcela significativa do mercado.

Segundo STEINDEL (1954), a presença das pequenas e médias empresas está

⁸⁸ Principalmente no Estado do Rio de Janeiro.

⁸⁹ A Texaco não se preocupa com a diferenciação via preço, trabalha a sua imagem diferenciada em relação à concorrência.

⁹⁰ Principalmente as médias e pequenas distribuidoras que inicialmente não conseguiam competir com as grandes empresas, e acabaram sendo adquiridas por estas em algumas regiões.

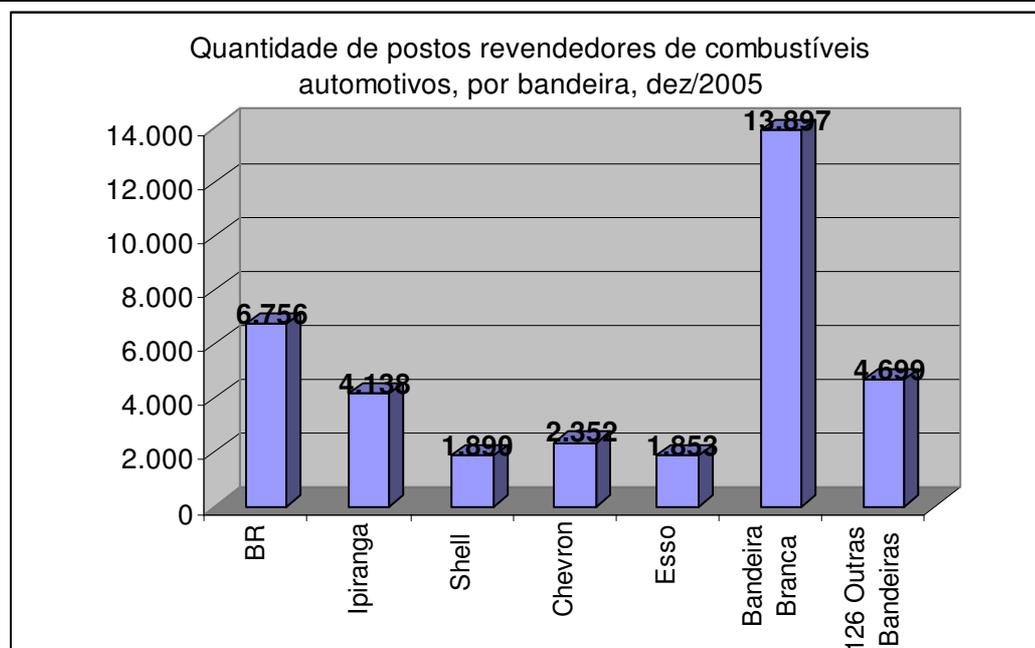
⁹¹ Os derivados devem ser de boa qualidade, atender as exigências legais de qualidade, podem ser testados pelos consumidores quando surgir a dúvida quanto a sua qualidade.

associada a um sobre lucro extraordinário das grandes empresas, que permite a entrada de novas distribuidoras. Mas, ao mesmo tempo, essas novas empresas poderão ser eliminadas num novo momento da concentração setorial proveniente de uma queda de rentabilidade ou pelo nível de exigência do mercado consumidor.

Para as grandes distribuidoras, o principal problema vivenciado é a crescente parcela de mercado que as pequenas e médias distribuidoras vêm atingindo desde 1997. Elas praticam preços menores, obtendo em dezembro de 2005, em torno de 26% do volume de vendas de gasolina tipo C⁹² e 19% do volume de vendas de óleo diesel.

Por outro lado, no que tange o quantitativo de postos de gasolina, em virtude de, em via de regra, os postos, tidos como postos “bandeira branca”, estarem localizados em áreas menos privilegiadas se comparados com os postos das grandes distribuidoras, o percentual do número de postos é consideravelmente superior ao percentual do volume de vendas nestes mesmos postos, chegando a um total de 13.897 postos em dezembro de 2005, o que representa 39% do quantitativo total de postos no Brasil como pode ser visto na figura a seguir.

Figura XII
Quantidade postos revendedores combustíveis automotivos, por bandeira, dez/2005



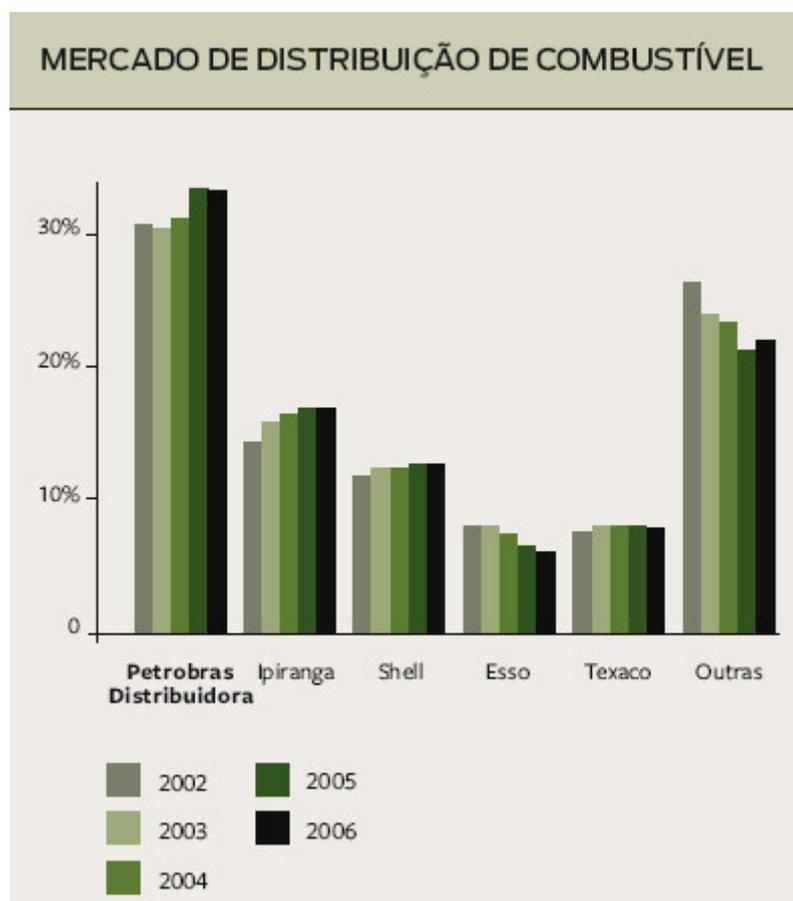
Fonte: ANP, 2006.

⁹² Gasolina tipo C é a gasolina comum vendida nos postos de gasolina já constando a injeção do álcool.

A parcela de mercado das pequenas e médias distribuidoras consolidadas representa um volume de vendas de combustível superior a todas as distribuidoras de grande porte, tais como a Shell e a Esso excetuando-se apenas a Petrobras. As distribuidoras independentes vêm crescendo no mercado, principalmente, nos estados de São Paulo, Paraná, Pernambuco, Espírito Santo e Rio de Janeiro.

Entretanto, desde de 2002 este crescimento passou a ser inferior a taxa de crescimento do mercado, o que fez com que o *market-share* destas empresas reduzisse, muito em função de uma melhor fiscalização do pagamento de impostos destas pequenas e médias companhias, fiscalização esta que ainda não é considerada a ideal pelas grandes distribuidoras, como também em função de uma reação das grandes distribuidoras no desenvolvimento de programas de fidelidade, aumento da disponibilidade de produtos diferenciados e lançamentos de diversas novas campanhas publicitárias.

Figura XIII
Participação no Mercado de Distribuição de Combustível Nacional, 2002-2006



Fonte: Petrobras, 2007.

Podemos constatar através de uma análise do gráfico anterior que a única empresa que mantém a tendência de redução de participação de mercado no período 2002-2006 foi a Esso, pois desde a abertura de mercado a empresa vem retirando o investindo de sua rede de distribuição, entrando num processo de não renovação de ativos existentes e não aquisição de novos ativos reduzindo o número de postos com a bandeira da empresa de 3.080 em 2000 para 1.853 em 2005. O salto que a Petrobras teve de seu *market-share* entre os anos de 2004 e 2005 é explicado pela aquisição da Agip em junho de 2004.

Desde de o ano de 2000, o SINDICOM⁹³ defende a explicação de que a presença das pequenas distribuidoras (as empresas entrantes) não é o lucro das grandes, mas o fato de que as pequenas e médias empresas sobrevivem, na maioria das vezes, através da engenharia tributária⁹⁴ e da adulteração do combustível. O lucro delas advém dessas operações (Gazeta Mercantil, janeiro de 2000).

Segundo o SINDICOM, as pequenas e médias distribuidoras, em sua maioria, adulteram seus produtos e se valem de liminares para suspender o recolhimento de ICMS, PIS e Cofins devidos, prejudicando as concorrentes que não utilizam tais artifícios, pois sofrem uma rígida fiscalização dos Governos Federal e Estadual. A sonegação seria facilitada pelo fato do PIS/COFINS incidir na produção, na distribuição e na revenda; existe uma alíquota de 3% para cada uma das fases. As pequenas e médias empresas vêm obtendo liminares na justiça para anular o pagamento antecipado dos impostos, que seriam pagos apenas no local da venda do combustível e não na refinaria⁹⁵.

As liminares têm sido aceitas pelos juristas com a base de que a antecipação dos impostos impediria a "livre concorrência", pois demandaria um maior capital de giro incompatível com o porte das pequenas distribuidoras. Esta brecha legal induz à sonegação à União, aos Estados e aos Municípios, pois não existe uma estrutura de cobrança desses impostos após o combustível sair das refinarias, bem como de controle no destino desse combustível.

Outro aspecto a ser mencionado é a equalização do ICMS nos diferentes estados.

⁹³ Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes.

⁹⁴ Pedido de liminares que permite de certa forma a sonegação de impostos.

⁹⁵ O pagamento no local da revenda muitas vezes não é realizado, dado que não existe uma estrutura legal que controle cada posto.

No Rio de Janeiro, por exemplo, o ICMS é de 30%, o que acarreta num comércio ilegal de combustível entre as Unidades da Federação, ou seja, um combustível que iria para o Sul do Estado de Minas Gerais, muitas vezes não passa de Resende (RJ) e volta para os postos do Rio, com impostos menores e notas frias.

Outras formas das pequenas e médias distribuidoras sobreviverem é a adulteração do combustível a partir de um maior adicionamento de álcool e/ou solvente⁹⁶ ou quando se trata de álcool hidratado se adiciona água. Mas a ANP acredita que também haja adulteração (pela inserção de doses maiores de álcool etílico na gasolina) por parte das distribuidoras, muitas vezes as distribuidoras têm problemas de caixa e para aumentar seus lucros adicionam mais álcool na gasolina, reduzindo suas compras do derivado das refinarias, e, por conseguinte, aumentam suas margens através dessa operação fraudulenta.

Outro fator que favorece as pequenas distribuidoras é a liberação da compra de combustível pelos postos para outras empresas fora das suas bandeiras. No momento que a legislação permite que um posto, por exemplo, da Ipiranga compre uma parcela de seu combustível com um concorrente, abre-se margem para fraudes, comprometendo a imagem da empresa distribuidora, pois vende combustível "batizado". A grande perda é do consumidor, que é obrigado a mudar de marca para sempre.

A entrada de novas distribuidoras foi benéfica ao mercado, pois reduziu o preço dos combustíveis nas bombas, ainda que muitas empresas não atendam a regulação em vigor. Como o controle da qualidade dos combustíveis ainda se encontra limitado⁹⁷, a prática de atividades ilícitas torna-se possível pelas médias e pequenas distribuidoras que não possuem base distribuidora⁹⁸. Isso lhes permitem vender combustível a preços bem mais baixos do que empresas como a Ipiranga, Shell, BR-Distribuidora, que pagam todos seus impostos.

Por outro lado, a falta de um controle mais rigoroso da qualidade dos combustíveis também agrava o problema. Esse foi o caso da BR-Distribuidora. A empresa tinha uma grande quantidade de seus postos (em torno de 300 postos) em

⁹⁶ Composto químico muito próximo a gasolina.

⁹⁷ A ANP ainda não possui uma estrutura de controle ideal para fiscalizar toda a rede de postos no Brasil que no ano 2005 superam a 35.000 postos em todo Brasil.

⁹⁸ As pequenas empresas possuem caminhões cisternas, compram o combustível da refinaria que praticamente já é enviado ao posto, muitas das vezes a percentagem de álcool na gasolina é feita empiricamente dentro dos caminhões, fazendo com que a razão estabelecida pela Lei não seja atendida.

bandeira branca entre os anos de 1999 e 2000. Estes postos passaram então a vender combustíveis de qualquer fornecedor, reduzindo os preços das bombas, mas por outro lado, vendendo combustível de origem duvidosa. Muitos clientes que abasteciam seus veículos obtiveram problemas mecânicos e processaram a empresa. A saída encontrada foi revitalizar e aumentar a abrangência do programa "de olho no combustível Petrobras" que havia sido lançado no ano de 1996. Esse programa visa informar aos consumidores quais postos adquirem o combustível da distribuidora gerando grande sucesso entre os consumidores que vêm seus carros danificados pelo uso de combustíveis impróprios.

O sucesso desta campanha da Petrobras fez com que todas as demais empresas lançassem os seus programas de garantia de qualidade do combustível. A Chevron (postos com a bandeira Texaco) assim como a Petrobras já tinha o seu programa de garantia da qualidade e seguiu o mesmo caminho da Petrobras, revitalizou o seu programa e hoje o denominado Combustível Aprovado Texaco é reconhecido como um dos grandes programas de garantia da proveniência de combustível tanto para gasolina quanto para o diesel.

Desde agosto de 2000 a Shell vem testando a marcação de seus produtos nos postos, e em janeiro de 2001 lançou o DNA da Shell nas gasolinas, inicialmente no Rio de Janeiro e São Paulo. Em seguida, a Shell expandiu seu programa para o restante do país. Iniciado em 2000, o programa DNA expandiu-se para todo o país em 2002 e, em 2003, foi lançado também para o diesel, propiciando maior segurança para o consumidor.

A Esso lançou o programa Gasolina Garantida Esso, que começou a ser implantado em outubro de 2000 e está disponível nas principais cidades do país. Gasolina Garantida Esso é um programa de qualidade que tem por objetivo proteger o consumidor dos riscos de abastecer com gasolina fora dos padrões estabelecidos pela legislação. Após a Esso lançou também o Diesel Garantido Esso, voltado para o consumidor das estradas.

Um pouco atrasada a Ipiranga lança em 2004 o programa Gasolina Original Ipiranga nos mesmos moldes dos demais concorrentes estendendo posteriormente o programa para o diesel.

No que tange a fraude dos combustíveis, ocorre uma "Desigualdade de Pareto",

pois existe uma perda de bem-estar em toda a sociedade: as grandes empresas não podem concorrer com as pequenas e médias distribuidoras, já que têm suas mãos atadas pela legislação vigente. Os consumidores, embora beneficiados por menores preços, acabam muitas vezes gastando mais recursos na manutenção de seus veículos; e, finalmente, o governo não obtém a arrecadação devida.

Ações isoladas como a do governo de São Paulo, promulgando a Lei 11.929 em 12 de outubro de 2005 que determina, em seu Artigo 1º, a cassação da eficácia da inscrição no cadastro de contribuintes do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS, do estabelecimento que adquirir, distribuir, transportar, estocar ou revender derivados de petróleo, gás natural e suas frações recuperáveis, álcool etílico, hidratado carburante e demais combustíveis líquidos carburantes, em desconformidade com as especificações estabelecidas pelo órgão regulador competente além de buscar coibir a sonegação de impostos, que em última instância é um crime contra todos os contribuintes, tais legislações têm, também, o objetivo de proteger o consumidor final, a fim de evitar que o mesmo pague por um produto impróprio para consumo e, em muitos casos, nocivo à saúde.

A lei diz, ainda, em seu Artigo 4º, que tal cassação implicará "aos sócios, pessoas físicas ou jurídicas, em comum ou separadamente, do estabelecimento punido: a) o impedimento de exercerem o mesmo ramo de atividade, ainda que em estabelecimento diferente daquele; b) a proibição de entrarem com pedido de inscrição de nova empresa no mesmo ramo de atividade". Por fim, em seu parágrafo único, estabelece que as restrições previstas acima deverão prevalecer por cinco anos, a partir da data da cassação.

Entretanto, como toda a legislação e movimentação referida são específicas de São Paulo, as autoridades dos outros estados devem seguir este mesmo exemplo, pois caso contrário os fraudadores que em São Paulo atuavam irão com o passar do tempo migrar para outras unidades da Federação, possuidoras de leis mais brandas e de menor fiscalização.

A mudança do marco regulatório trouxe também uma alteração da visão de concorrência no mercado de distribuição. Esta passa a conter além da diferenciação de produtos, a possibilidade de verticalização do "upstream" ao "downstream",

umentando a capacidade das grandes companhias de concorrência pelo consumidor via preço e qualidade dos combustíveis. Com a verticalização das suas atividades, uma empresa pode reduzir margens de lucro em um segmento do petróleo para conquistar uma parcela maior em outro. Tendo como exemplo a distribuição, uma empresa que atue em *upstream*, parte mais rentável até o momento no Brasil, pode reduzir sua margem de lucro e, conseqüentemente, diminuir os preços nos postos de forma a obter maior volume de vendas, bem como um lucro maior.

Essa verticalização é ainda mais atrativa dado o aumento do preço internacional do petróleo, porque torna os investimentos em *upstream* mais lucrativos.

Num horizonte de médio prazo, onde todo mercado estará praticamente ordenado, os preços dos combustíveis tenderão a se igualar em todas as cidades, aumentando a margem das distribuidoras, que atualmente estão em torno de 5%. Assim, o consumidor não escolherá o posto de combustível pelo preço na bomba, mas pelos serviços que este pode trazê-lo (loja de conveniência, centro de lubrificação, vídeo clube, oficina mecânica, etc).

Em relação aos combustíveis substitutos, a gasolina e o diesel ainda serão os principais combustíveis usados para o transporte rodoviário nas próximas décadas. Entretanto as empresas precisam cada vez mais buscar participação nos novos nichos de mercado que se abriram, como o álcool e o gás natural, em estados como São Paulo e Rio de Janeiro estes dois substitutos já são uma realidade, enquanto o primeiro é o maior estado consumidor de álcool do Brasil o segundo se destaca no consumo do gás natural veicular (GNV).

O lançamento das frotas *flex*⁹⁹ a partir de 2003 assim como o crescimento dos postos de gás natural impulsionado pelo crescimento do número de automóveis que realizaram a conversão de combustível possibilitando a utilização do gás natural veicular faz com que atualmente no mercado de distribuição estes sejam os produtos que vem tendo o maior crescimento de consumo. Além da questão do custo para o consumidor, estes dois substitutos apresentam ainda o diferencial de serem produtos com apelo ambiental, pois são muito menos danosos do que os seus concorrentes diretos, a gasolina e o diesel.

⁹⁹ Um carro denominado *flex* é um carro que pode usar tanto gasolina C como álcool como combustível.

Até o ano de 1999 o gás natural era basicamente utilizado para fins industriais (como substituto do óleo combustível), em usinas térmicas (geração elétrica) e fins domésticos (cozimento e aquecimento). No caso do uso veicular do gás natural, eram poucas distribuidoras que viam a possibilidade de expansão no Brasil por causa da sua concorrência com o álcool, entretanto com o crescimento do número de carros que utilizam este combustível a partir de 2000, como pode ser visto na tabela VIII, as empresas começaram a investir mais pesadamente neste segmento. Hoje em volume médio de venda de gás pelas distribuidoras, o segmento automotivo já passou o segmento residencial em mais de dez vezes (Revista Brasil Energia, janeiro de 2007)

Tabela VIII
Número de conversões de carros para GNV entre os anos de 1996 e 2006

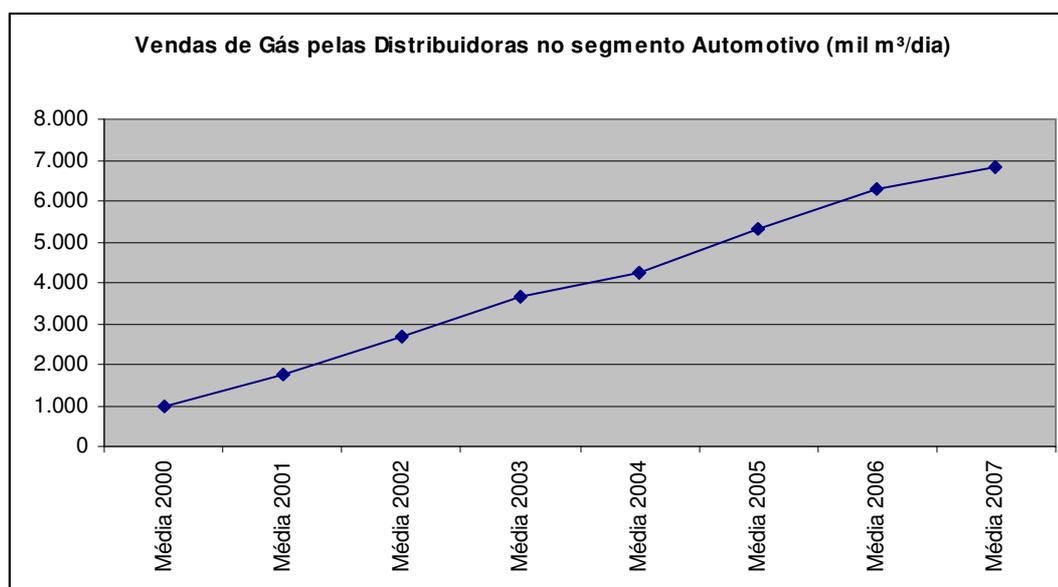
Conversões de Carros para GNV por Estado												
UF	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid	Unid
AL				236	1.720	1.283	1.725	1.754	2.616	3.675	3.191	16.200
AM											106	106
BA		32	39	217	3.138	5.796	6.170	9.332	8.916	9.918	13.440	56.998
CE				443	3.487	7.295	5.746	6.068	4.026	5.033	6.155	38.253
DF											13	13
ES		2	100	373	4.915	4.776	7.005	6.673	2.606	3.142	5.190	34.782
GO											67	67
MG		100	157	4.153	7.023	16.539	10.884	9.834	7.312	5.015	1.433	62.450
MS							33	963	2.305	1.499	726	5.526
MT										180	1.028	1.208
PB		50	133	1.652	3.241	2.787	1.646	764	670	1318	2.726	14.987
PE		18	98	1.129	6.030	7.587	5.238	5.019	5.517	5.640	5.245	41.521
PI									144	28	14	186
PR					31	3.668	3.313	4.533	3.049	2.847	6.577	24.018
RJ	4.000	2.729	5.530	19.034	33.024	60.224	60.373	62.123	75.680	94.398	133.285	550.400
RN		250	362	2.278	3.047	5.907	6.156	4.966	2.573	3.302	4.678	33.519
RS					11	4.367	5.097	5.328	4.861	6.651	6.333	32.648
SC				3		630	2.965	6.380	13.023	12.975	14.651	50.627
SE					1.463	1.658	2.434	1.959	1.752	3.410	5.048	17.724
SP	800	1.277	2.981	9.517	20.094	25.437	37.779	66.782	48.840	47.109	62.972	323.588
TOTAL ANUAL	4.800	4.458	9.400	39.035	87.224	147.954	156.564	192.478	183.890	206.140	272.878	1.304.821
TOTAL ACUM.		9.258	18.658	57.693	144.917	292.871	449.435	641.913	825.803	1.031.943	1.304.821	
VAR. %		-7%	111%	315%	123%	70%	6%	23%	-4%	12%	32%	

Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2007.

O crescimento da frota nacional de carros que utilizam o GNV fez com que o consumo deste combustível crescesse nos mesmos patamares e, devido a venda

desta mercadoria prover uma margem de lucro maior tanto para as distribuidoras quanto para os revendedores o mercado vem sendo disputado de forma agressiva tanto pelas grandes distribuidoras quanto pelas pequenas e médias.

Figura XIV
Vendas de Gás pelas Distribuidoras no segmento Automotivo (mil m³/dia)



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2007.

A redução das margens de lucro e a atenção especial aos postos são as estratégias mais comuns das distribuidoras de combustíveis para se manterem no mercado. Grandes e pequenas empresas vêm obtendo ganhos próximos aos custos para não perder volumes de vendas ou pontos de revenda para postos ou empresas que utilizam os recursos judiciais ou adulteração, como mencionado anteriormente este panorama só se inverte um pouco no caso da venda de GNV onde as empresas ainda conseguem uma margem maior.

Visando se diferenciar de seus concorrentes e aumentar o apelo ambiental de sua marca a Petrobras Distribuidora vem desde o ano passado (2006) desenvolvendo um novo nicho de mercado que é o biodiesel. O biodiesel é um combustível produzido a partir de óleos vegetais extraídos de diversas matérias-primas, como palma, mamona, soja, girassol, dentre outras. Por advir de fontes renováveis e ser menos poluente ele é ecologicamente correto. O biodiesel está sendo adicionado, na proporção 2%, aos tipos de diesel (comum ou aditivado) e não necessitam de qualquer adaptação para receber a mistura.

Nos anos de 2005 e 2006, a Petrobras Distribuidora investiu mais de R\$ 20

milhões na adaptação de suas instalações e em logística para receber e distribuir o novo produto. Atualmente, o número de postos de serviços de bandeira Petrobras, em diversos estados do país, que já comercializam este combustível ultrapassa 4 mil.

7.3 PETROBRAS DISTRIBUIDORA (BR):

A estratégia de negócio da área de distribuição da Petrobras, representada por sua subsidiária, a Petrobras Distribuidora (BR) é de manter a liderança do mercado brasileiro de derivados de petróleo e biocombustíveis, fazendo da marca Petrobras a preferida dos consumidores, e atuar nos negócios de energia, de forma integrada com a companhia.

A empresa, que é a distribuidora dos derivados da Petrobras, é líder desse segmento, possui uma rede em torno de 5.870 postos ativos em todo o Brasil e um volume total de venda de combustíveis na ordem de 33,6% do mercado nacional. A rede de postos total da empresa chega na casa dos 6.890 postos e sua distribuição por estado pode ser vista na tabela IX.

Tabela IX
Quantidade de Postos com a Bandeira Petrobras por Estado e Região

Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos		
Grandes Regiões e Unidades da Federação	BR	% BR do Total
Brasil	6.756	19%
Região Norte	393	19%
Rondônia	45	12%
Acre	40	39%
Amazonas	55	14%
Roraima	39	46%
Pará	135	19%
Amapá	21	25%
Tocantins	58	20%
Região Nordeste	1.407	20%
Maranhão	96	15%
Piauí	112	19%
Ceará	286	28%
Rio Grande do Norte	103	20%
Paraíba	58	9%
Pernambuco	222	18%
Alagoas	107	27%
Sergipe	57	27%
Bahia	366	21%
Região Sudeste	2.983	19%
Minas Gerais	1.060	24%
Espírito Santo	99	16%
Rio de Janeiro	372	17%
São Paulo	1.452	16%
Região Sul	1.291	18%
Paraná	405	15%
Santa Catarina	289	15%
Rio Grande do Sul	597	21%
Região Centro-Oeste	682	21%
Mato Grosso do Sul	184	31%
Mato Grosso	173	19%
Goiás	204	15%
Distrito Federal	121	38%

Fonte: ANP, 2006.

Analisando a tabela IX se constata que a distribuição percentual dos postos da Petrobras ainda é afetada pela empresa ter sido a responsável no passado pela distribuição das regiões mais afastadas do país, este fato ainda pode ser verificado quando se vêem as elevadas taxas de participação da empresa em estados como o Acre e Roraima.

Antes da mudança do marco regulatório, a empresa passava por certas dificuldades, dado que tinha a obrigação legal de atender a todo o mercado brasileiro, mesmo que não fosse rentável. Como foi visto, pelas antigas regras do

Conselho Nacional de Petróleo, as margens de lucro eram proporcionais à distância entre centro de distribuição e o posto.

Antes mesmo da abertura de mercado, entre os anos de 1994 e 1995, a empresa adotou uma estratégia de diversificar seu negócio, criando três programas para aumentar sua lucratividade:

- Siga Bem: Criado em Fevereiro de 1994, o Siga Bem busca garantir a fidelidade do abastecimento dos caminhoneiros na rede da BR e reduzir o consumo de diesel¹⁰⁰ com uma melhor manutenção dos caminhões que circulam nas rodovias. Nos postos Petrobras com a marca Siga Bem, estrategicamente localizados nas principais rodovias do país, estão instalados os Centros de Revisão Técnica para avaliar as condições dos veículos. Nesses boxes, são realizados diagnósticos do desgaste dos pneus, regulagem dos motores, limpeza de bicos injetores e limpeza do tanque de combustível, conforme o caso.

- Lubrax Center: Criado em 1995 o Lubrax Center é um Centro de Lubrificação Avançado onde são realizados serviços de troca de lubrificantes (óleos, fluidos, etc.), filtros e alguns outros itens correlatos, o programa visa aumentar as margens de lucro dos postos com a bandeira da Petrobras Distribuidora (Br)¹⁰¹, através de uma maior venda de lubrificantes, bem como atrair os consumidores para o consumo de outros itens e serviços dos postos.

- BR-Mania: é uma loja de conveniência em anexo aos postos da BR, que tem o objetivo de atrair os consumidores devido as facilidades de localização, estacionamento e horário, como ao mesmo tempo, gerar receita para os donos dos postos, já que a venda dos combustíveis permite ganhos pouco significativos. Em 1994, a BR ingressou nesse mercado com o objetivo de fixar sua marca e tornar mais atrativos os seus pontos de venda.

Com a mudança do marco regulatório e a liberalização parcial dos preços, o cenário da distribuição se modifica. A BR-Distribuidora vem a se beneficiar da maior concorrência, pois já operava com margens reduzidas, efetivou modificações em sua estrutura de distribuição e oferecia aos consumidores uma série de serviços que

¹⁰⁰ Atendendo as prerrogativas do Conselho Nacional de Petróleo na redução do consumo de diesel, cujo consumo é extremamente elevado, dado que o meio rodoviário ainda seja o meio de transporte mais usado.

¹⁰¹ A venda de óleo lubrificante é extremamente lucrativa para as distribuidoras, já que elas adquirem o mesmo por preço extremamente baixos junto as refinarias.

os concorrentes só então se propuseram a disponibilizar.

Além das três campanhas acima listadas a BR lançou outras campanhas a partir da abertura do mercado visando consolidar a sua liderança, uma das campanhas já comentadas foi o programa De Olho no Combustível Petrobras que visa a garantia da procedência dos combustíveis vendidos nos postos Petrobras. Outra campanha lançada pela companhia foi o Cartão Petrobras, programa lançado em junho de 2004 que tem o objetivo maior de manter o cliente fiel a marca BR, concedendo ao mesmo um cartão de crédito para compra de combustível no qual os clientes ganham descontos em suas compras nos postos BR como também participam de diversas promoções.

O resultado da BR distribuidora no ano de 2006 mostra que a empresa continua logrando bons resultados desde a assinatura da lei 9.478 de 1997. A receita da Petrobras Distribuidora com produtos e serviços foi de R\$ 47,1 bilhões em 2006, um aumento de 8,0% em relação ao ano anterior, decorrente da expansão das vendas, que bateram recorde histórico em outubro. A participação no mercado de distribuição alcançou 33,6% no final do primeiro semestre, ficando 0,2 pontos percentuais abaixo do registrado em 2005, devido à forte concorrência em 2006. No segundo semestre, a Petrobras Distribuidora conseguiu recuperar mercado e apresentou no mês de dezembro uma participação global de 34,9%.

A Petrobras Distribuidora detém a liderança também na venda de gás natural veicular (GNV). Sua participação no mercado foi de 23,7% em 2006, com oferta do produto em mais de 355 postos. No mercado de gás liquefeito de petróleo (GLP), atuando por meio da Liquigás Distribuidora, a Petrobras tem participação de 21,7%, uma queda de 0,1% em relação a 2005. A Liquigás era uma empresa da Agip Brasil e foi comprada em junho de 2004 pela Petrobras assim como todos os ativos da Agip no Brasil, esta aquisição foi uma demonstração clara da agressividade da Petrobras no mercado nacional, a postura da Petrobras é a de fazer qualquer negócio que possa possibilitar a empresa aumentar o seu domínio no mercado nacional agregando valor a marca Petrobras.

A ampliação da oferta do biodiesel foi um dos diferenciais da rede em 2006. Em linha com a estratégia de manter-se como bandeira preferida dos consumidores, agregando valor ao Sistema Petrobras, a distribuidora levou o produto a 3.740 postos em todo o País. Até junho de 2007, a empresa espera oferecer o produto em

toda a rede.

Em 2006, foram lançados também o Diesel Podium, com baixo teor de enxofre; a linha Evolua, de produtos para limpeza e conservação; e novos lubrificantes.

A distribuidora investiu na ampliação e modernização dos postos, adequando-os aos requisitos de segurança e proteção do meio ambiente. A Petrobras Distribuidora expandiu projetos como o Cartão Petrobras, realizou promoções e qualificou frentistas, com o programa Capacidade Máxima. No relacionamento com revendedores e consumidores finais, a empresa promoveu visitas regulares de assessores comerciais e encontros periódicos para apresentação de estratégias e planos, além de manter em circulação o Jornal do Revendedor.

No mercado de consumidores diretos, a participação global da Petrobras Distribuidora é de 45,5%, com destaque para a presença nos ramos de produtos de aviação (53,5%), de asfalto (29,4%) e de transporte rodoviário retalhista (40,4%).

A Petrobras Distribuidora vem investindo, desde 2005, em adaptação das instalações da rede de distribuição, para as operações com o biodiesel. As 56 bases e terminais estrategicamente localizados asseguram ampla capilaridade para a colocação dos produtos Petrobras. A rede também permite integrar soluções de transporte e estocagem com qualidade de serviços, proporcionando vantagens em relação à concorrência.

No plano de negócios 2007-2011 da Petrobras os investimentos destinados a BR são do montante de US\$ 2,3 bilhões, estes investimentos visam a manutenção da rede de postos da empresa, assim como o desenvolvimento de novas oportunidades de negócio.

7.4 IPIRANGA:

A Ipiranga trabalha com duas empresas de distribuição que comercializam os mesmos produtos, mas que atuam em áreas diferentes: a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) é gerenciadora de grande parte desses postos, com representação em quase todo o território nacional e a Distribuidora de Produtos de Petróleo Ipiranga S.A. (DPPI) é responsável pelas fatias de mercado que envolvem todo o estado do Rio Grande do Sul e o Oeste e o Litoral Sul de Santa Catarina.

A distribuição é o segmento em que a Ipiranga possui seu maior potencial de negócios, concentrando 21,9% do volume total de venda de combustíveis automotivos das empresas associadas ao Sindicom e ocupando o segundo lugar no ranking em número de postos, ficando atrás apenas da BR-Distribuidora. No ano de 2005, a Ipiranga tinha 4.138 postos, o que corresponde a 12% do total de estabelecimentos no País.

Tabela X
Quantidade de Postos com a Bandeira Ipiranga por Estado e Região

Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos		
Grandes Regiões e Unidades da Federação	Ipiranga	% Ipiranga do Total
Brasil	4.138	12%
Região Norte	98	5%
Rondônia	36	10%
Acre	3	3%
Amazonas	1	0%
Roraima	0	0%
Pará	31	4%
Amapá	0	0%
Tocantins	27	9%
Região Nordeste	353	5%
Maranhão	17	3%
Piauí	0	0%
Ceará	34	3%
Rio Grande do Norte	31	6%
Paraíba	20	3%
Pernambuco	59	5%
Alagoas	24	6%
Sergipe	31	14%
Bahia	137	8%
Região Sudeste	1.577	10%
Minas Gerais	442	10%
Espírito Santo	58	9%
Rio de Janeiro	259	12%
São Paulo	818	9%
Região Sul	1.725	23%
Paraná	521	20%
Santa Catarina	331	18%
Rio Grande do Sul	873	31%
Região Centro-Oeste	385	12%
Mato Grosso do Sul	116	19%
Mato Grosso	104	11%
Goiás	134	10%
Distrito Federal	31	10%

Fonte: ANP, 2006.

Os postos da Ipiranga estão predominantemente localizados na Região Sul, são 42% dos postos da empresa concentrados nesta região, onde a Ipiranga detêm 23%

do mercado, já na região sudeste onde a empresa aumentou seus investimentos desde a abertura de mercado o percentual de postos da região representa 38% dos postos da empresa tendo um *market-share* na região de 10%.

A presença da Ipiranga nas duas principais metrópoles nacionais, Rio de Janeiro e São Paulo, foi possibilitada pela compra da Atlantic, em 1993, que detinha além dos postos nas grandes capitais¹⁰² os postos na região litorânea do nordeste, onde nenhuma outra distribuidora possuía uma presença importante, fez com que a Ipiranga passasse a deter o primeiro lugar das distribuidoras privadas do país, conseguindo uma parcela de quase 35% do mercado nesta época. Após a abertura de mercado a Ipiranga novamente concentrou esforços por região, sendo que além do sul passou também a cuidar de uma forma diferenciada da sua rede de postos no sudeste deixando um pouco de lado o ganho que havia obtido no nordeste com a compra da Atlantic, fato este que reflete hoje na pequena participação da empresa no quantitativo total de postos da região, tendo apenas 5% dos estabelecimentos da região.

A mudança do marco regulatório abriu a possibilidade de novos negócios para a Ipiranga e permitiu o ingresso de novos concorrentes que "tomaram"¹⁰³ alguns de seus postos, o quantitativo de postos da empresa já havia caído para um total de 5.473 em dezembro de 2000 e caiu ainda mais para 4.138 em dezembro de 2005. A limitação do capital da empresa também jogou um viés negativo. Por ser uma empresa de estrutura familiar nas suas decisões, pouco investiu na expansão dos negócios na distribuição enquanto as empresas concorrentes vêm crescendo seus investimentos.

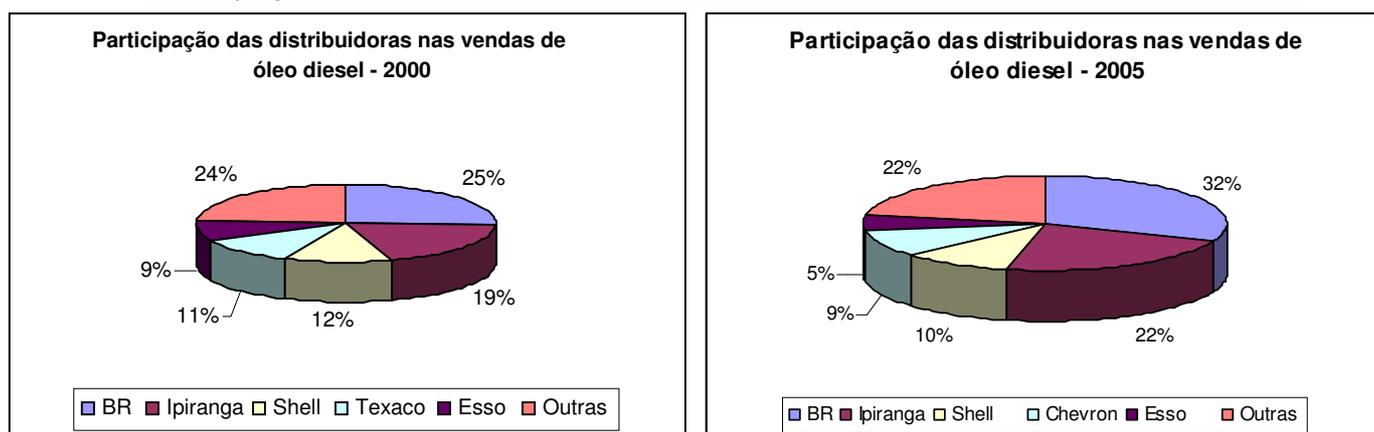
Entretanto com uma estratégia de redução de custos, a Ipiranga vem conseguindo se manter na posição de maior empresa privada do segmento de distribuição nacional e vem desde o ano de 2000 aumentando a sua diferença em relação ao *market-share* de vendas totais no segmento para a segunda colocada, a Shell. Com uma estrutura enxuta, a Ipiranga consegue repassar a seus revendedores um preço competitivo, fazendo com que ambos consigam operar com uma margem positiva e desenvolvendo mercado desta forma, no mercado nacional apenas a Ipiranga e a Petrobras conseguem margem positiva tanto para a empresa quanto

¹⁰² O que resolveu os problemas de expansão da Ipiranga nos grandes centros consumidores de combustível.

¹⁰³ As pequenas e médias distribuidoras ofereciam aos postos de bandeira branca da companhia condições melhores de pagamento, fazendo com que estes desistissem da filiação a Ipiranga.

para o operador do posto na venda do diesel e da gasolina, o que mostra a possibilidade de manutenção desta rede no longo prazo pois nenhuma das partes está tendo o seu valor destruído pela outra. Abaixo na figura XV é apresentado a participação das empresas nas vendas de Óleo Diesel no ano de 2000 e como o quadro se alterou para o ano de 2005.

Figura XV
Participação das distribuidoras na venda de óleo diesel nos anos de 2000 e 2005



Fonte: ANP, 2006.

Pode-se constatar que apesar das dificuldades para financiamento que a Ipiranga apresenta, a empresa foi junto com a Petrobras as únicas empresas que conseguiram crescer o *market-share* na venda de óleo diesel entre os anos levantados dentre as principais empresas do mercado de distribuição nacional.

A nova estratégia adotada pela empresa resultou na concentração das suas atividades no seu *core business* principal: distribuição. Como foi visto, a Ipiranga está se diversificando na distribuição através do crescimento na atividade de gás veicular.

Novembro de 2006 marcou os 15 anos do início da distribuição de gás natural veicular (GNV) para veículos leves no Brasil. Em 1991, antecipando-se ao restante do mercado, a Ipiranga inaugurou, no Rio de Janeiro, o primeiro posto público com GNV, uma decisão que contribuiu para o desenvolvimento desse mercado no País. Até aquele momento o GNV era utilizado, de forma experimental, apenas em ônibus.

Diante da falta de tecnologia nacional para habilitar os veículos para o uso do

GNV, a Ipiranga importou da Itália e instalou em alguns carros kits de gás, além de incentivar os primeiros testes com o combustível.

O próximo passo foi instalar um posto em São Paulo e depois partir para outros municípios. Hoje, a rede tem mais de 185 postos com oferta de GNV. A empresa é a maior distribuidora privada de gás natural veicular, com 12,4% de *market-share* (Fonte: Brasil Energia, agosto de 2006).

A Ipiranga encerrou 2006 com investimentos de R\$ 40 milhões na abertura de postos com GNV, montante que vem se mantendo nos últimos anos e deve se repetir no ano que vem. A expectativa é aumentar a rede para 350 postos até 2011. “Entendemos que a escolha cabe ao consumidor. Por isso, fazemos questão de oferecer os três combustíveis na nossa rede”, destaca Francisco Barros, gerente do Departamento de Gás e Desenvolvimento Automotivo da Ipiranga.

A Ipiranga é a maior empresa privada de distribuição de derivados de petróleo no País e está entre os dez maiores grupos nacionais. Tem 19,4% de *market-share* do mercado total de combustíveis (Fonte: ANP, setembro de 2006).

A ausência de estratégias gerais claras e a falta de sinergia em seus negócios vêm prejudicando a companhia. A empresa hoje em dia só tem vantagem comparativa na distribuição na Região Sul do País, bem como no interior dos estados e nos grandes centros urbanos. Nos locais onde a concorrência via preço torna-se mais acirrada, a companhia não consegue acompanhar a guerra de preços das outras empresas¹⁰⁴, perdendo mercado e postos.

7.5 ESSO:

Antes da mudança do marco regulatório, a empresa tinha como estratégia buscar a liderança no mercado de distribuição dentre as empresas privadas. Foi assim que, no fim da década de 80, lançou o primeiro combustível aditivado¹⁰⁵, fazendo pressão sobre o mercado para uma mudança. Seguida pela Shell, a Esso passou a liderar o mercado das empresas de petróleo privadas, até o momento da aquisição da Atlantic pela Ipiranga.

¹⁰⁴ Pois não possui refinaria próxima aos grandes centros consumidores, nem uma grande rede de distribuição como a Shell e a Esso dispõem.

¹⁰⁵ O que permitia uma diferenciação dos seus produtos perante aos concorrentes.

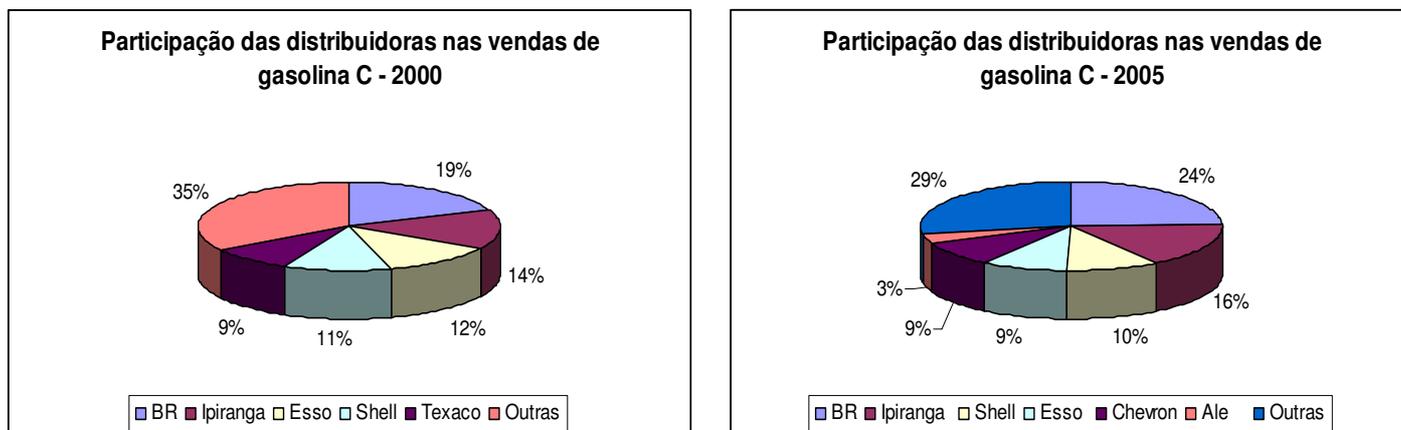
No início da década de 90, a Esso pretendia deixar o País em função da instabilidade econômica e política. Tentou vender sua rede de postos e a fábrica de lubrificantes, dado que perdia fatia de mercado (de 13% no mercado de lubrificantes na década de 80 a 3% no início da década de 90). A empresa então reduziu seu quadro de funcionários (*downsizing*), cortou os custos de operação e criou uma nova logística que permitisse atender os postos sem necessitar de grandes bases distribuidora.

A compra da Atlantic, em 1993, pela Ipiranga deslocou a Esso da terceira posição entre as empresas de distribuição, para colocá-la na quarta posição. Mas a pretensão de sair do mercado, mesmo que parcialmente, não estimulou a Esso a buscar um melhor posicionamento.

A mudança do marco regulatório poderia ter sido benéfica para a empresa, uma vez que a Esso já detinha uma estrutura enxuta, uma boa logística operacional e capacidade de investir em novos negócios. A Esso poderia ser a empresa a tirar mais benefício da mudança do marco regulatório, pois havia sofrido uma reformulação de sua estrutura anterior a mudança do mercado. A estrutura enxuta da empresa poderia permitir obter uma vantagem comparativa que seria diretamente refletida pela redução dos preços nas bombas.

Entretanto, devido a uma postura da empresa de baixo investimento no país desde a abertura do mercado, a Esso vem ano após ano reduzindo a sua participação de mercado em todos os segmentos onde atua no Brasil. Até mesmo na venda de gasolina C onde a empresa detinha o seu maior volume de vendas, o decréscimo da sua participação é acentuado como pode ser visto no comparativo entre os anos de 2000 e 2005 a seguir, fazendo com que a empresa passasse do posto de terceira maior neste segmento para atualmente estar disputando a quarta colocação com a Chevron.

Figura XVI
Participação das distribuidoras na venda de gasolina C nos anos de 2000 e 2005



Fonte: ANP, 2006.

Em dezembro de 2005, a empresa se encontrava com apenas 1853 postos em sua rede, ou seja, apenas 5% do número de postos do País, ocupando a quinta colocação entre as empresas no total de postos com a sua bandeira. As maiores participações regionais são o sul e o sudeste, onde a Esso tem 6% do total de postos. O único estado onde a Esso ainda possui mais de 10% do mercado é o Espírito Santo com uma participação de 11%.

Tabela XI
Quantidade de Postos com a Bandeira Esso por Estado e Região

Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos		
Grandes Regiões e Unidades da Federação	Esso	% Esso do Total
Brasil	1.853	5%
Região Norte	19	1%
Rondônia	1	0%
Acre	0	0%
Amazonas	0	0%
Roraima	0	0%
Pará	17	2%
Amapá	0	0%
Tocantins	1	0%
Região Nordeste	273	4%
Maranhão	20	3%
Piauí	18	3%
Ceará	39	4%
Rio Grande do Norte	13	3%
Paraíba	7	1%
Pernambuco	45	4%
Alagoas	11	3%
Sergipe	19	9%
Bahia	101	6%
Região Sudeste	1.030	6%
Minas Gerais	192	4%
Espírito Santo	68	11%
Rio de Janeiro	182	8%
São Paulo	588	7%
Região Sul	467	6%
Paraná	209	8%
Santa Catarina	112	6%
Rio Grande do Sul	146	5%
Região Centro-Oeste	64	2%
Mato Grosso do Sul	9	1%
Mato Grosso	6	1%
Goiás	30	2%
Distrito Federal	19	6%

Fonte: ANP, 2006.

Mesmo adotando uma "guerra de preços" no ano de 2006 visando eliminar parte da concorrência e readquirir parte do mercado perdido ao longo dos últimos anos, a Esso não logrou o resultado esperado e em função de ter atuado parte do ano com margem negativa na venda da gasolina C (este quadro não se repetiu na venda de óleo diesel) o resultado financeiro da empresa não foi bom.

No campo internacional a fusão Exxon e Mobil finalizada em 2000 que tornou a nova companhia a segunda maior empresa de petróleo do mundo (atrás apenas da Saudi Aramco) não trouxe reflexos significativos para a atuação da empresa no

Brasil. A companhia continua com investimentos muito acanhados no E&P, não atuou de forma efetiva no setor de lubrificantes visando desenvolver o mercado da marca Mobil e no segmento de distribuição vem reduzindo gradativamente a sua participação de mercado.

A mudança recente de presidente na empresa, assumiu o executivo Carlos Piotrowski no final de maio de 2007 parece ser uma última esperança da organização de reverter o ciclo de autodestruição que a empresa se encontra no país. Sinais de mercado em função das ações da empresa no Brasil indicam que caso a matriz não tenha interesse de atuar mais efetivamente no mercado *upstream* nacional, a tendência seja de que a Esso não volte a realizar investimentos significativos no Brasil, continuando no processo de redução da sua participação nos segmentos de atuação ou vendendo de uma vez seus ativos caso apareça comprador interessado em pagar a quantia que a empresa achar adequada.

7.6 SHELL:

A Shell tem 1.890 postos, fechando o ano de 2005 com uma participação de 16,6% no volume de venda de combustíveis no Brasil dentre as empresas participantes do Sindicom. Antes da mudança do marco regulatório, a empresa tinha uma grande participação no setor extrativista mineral brasileiro e no mercado de distribuição de derivados de petróleo.

Na atividade de petróleo, a Shell intensificava suas atividades na distribuição, para isso tinha como meta a liderança de mercado. A estratégia então empregada, já que não havia uma relativa diferenciação dos produtos comercializados entre as distribuidoras, era a qualidade dos serviços oferecidos nos postos, tendo como público alvo a classe média. Para isso, criava uma série de promoções e distribuição de brindes como forma de atrair os clientes.

No final da década de 80 e início da década de 90, a empresa sofreu seu primeiro *downsizing*. Este foi justificado pela queda do preço do petróleo no mercado internacional. A matriz da empresa resolveu reduzir suas atividades para apenas aquelas que representassem no seu *core business*, ou seja, as atividades fim do petróleo. Assim a Shell Brasil reduziu seu quadro de funcionários, vendeu participações que detinha em outros negócios como a mineração, além de criar um programa de reestruturação das suas atividades no País.

Tabela XII
Quantidade de Postos com a Bandeira Shell por Estado e Região

Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos		
Grandes Regiões e Unidades da Federação	Shell	% Shell do Total
Brasil	1.890	5%
Região Norte	3	0%
Rondônia	0	0%
Acre	0	0%
Amazonas	1	0%
Roraima	0	0%
Pará	2	0%
Amapá	0	0%
Tocantins	0	0%
Região Nordeste	249	4%
Maranhão	0	0%
Piauí	1	0%
Ceará	37	4%
Rio Grande do Norte	16	3%
Paraíba	11	2%
Pernambuco	65	5%
Alagoas	20	5%
Sergipe	15	7%
Bahia	84	5%
Região Sudeste	1.205	8%
Minas Gerais	210	5%
Espírito Santo	41	6%
Rio de Janeiro	196	9%
São Paulo	758	9%
Região Sul	360	5%
Paraná	149	6%
Santa Catarina	69	4%
Rio Grande do Sul	142	5%
Região Centro-Oeste	73	2%
Mato Grosso do Sul	0	0%
Mato Grosso	2	0%
Goiás	35	3%
Distrito Federal	36	11%

Fonte: ANP, 2006.

Com a mudança do marco regulatório brasileiro e a estabilidade da moeda, a empresa prosseguiu seu processo de reestruturação, mesmo indo na "contramão" em relação às concorrentes. O problema se agravou em 1998, com a crise asiática, quando os executivos brasileiros começavam a incentivar a matriz a re-investir maciçamente no País. O abalo financeiro internacional, com a perda do mercado de consumo asiático, mesmo que temporário, afetou a matriz da empresa¹⁰⁶. A saída encontrada pela matriz era enxugar na medida do possível as atividades no resto do

¹⁰⁶ Como a matriz tinha realizado grandes investimentos na Ásia, a desvalorização cambial e a queda de consumo de derivados de petróleo na região abalaram as finanças da companhia.

mundo de maneira a manter a rentabilidade da empresa, não foi diferente no Brasil, o que fez com que a empresa retira-se de regiões menos rentáveis como os estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul onde a empresa possuía em dezembro do ano de 2000 uma participação de 12% do total de postos com a presença de 161 postos na região, em dezembro de 2005 a empresa detinha apenas 2 postos na região.

A Shell Brasil sofreu então as conseqüências: foi obrigada a realizar um novo programa de enxugamento de pessoal, reestruturar sua logística de distribuição de forma a reduzir a quantidade de bases e voltar a distribuição apenas para as áreas mais rentáveis, ou seja, nas Regiões Sul e Sudeste.

A Shell optou na época da crise por uma estratégia de longo prazo que viabilizava investimentos em parcerias no *upstream* para que no momento de uma melhoria das condições financeiras da matriz pudesse ingressar no segmento de forma mais consolidada.

Quanto à reestruturação que a Shell realizou no País até 2004, se observou as conseqüências. A falta de estratégias claras no mercado de distribuição fez com que a companhia perdesse postos para as concorrentes, já que não conseguia vender seu combustível a preços mais baixos. Um marco desse processo, foi a venda no começo de 2000 de 285 postos para a AGIP¹⁰⁷. Um outro fator prejudicial aos resultados da empresa entre os anos de 2000 e 2005 foi a instabilidade da empresa frente a seus funcionários, em diversos momentos neste período o mercado especulou sobre a possibilidade da empresa se retirar do país e esta preocupação afetou de forma demasiada o ambiente organizacional da empresa e o desempenho de seu corpo funcional, as especulações foram fortes principalmente no ano de 2004/2005 quanto a empresa fez o desinvestimento total de seus ativos em diversos países da América Latina.

Passadas as gestões de David Pirret e Aldo Castelli, o executivo Vasco Dias assumiu a gestão da Shell em seu regresso a empresa em fevereiro de 2005, junto com o novo presidente a empresa apresentou também uma nova postura frente ao mercado. Seguindo o perfil agressivo de seu presidente, a Shell passou a retomar seus investimentos no Brasil, na área de distribuição foram investidos aproximadamente US\$ 200 milhões só em 2005 com o intuito de recuperar a

¹⁰⁷ Posteriormente a Agip seria comprada pela Petrobras.

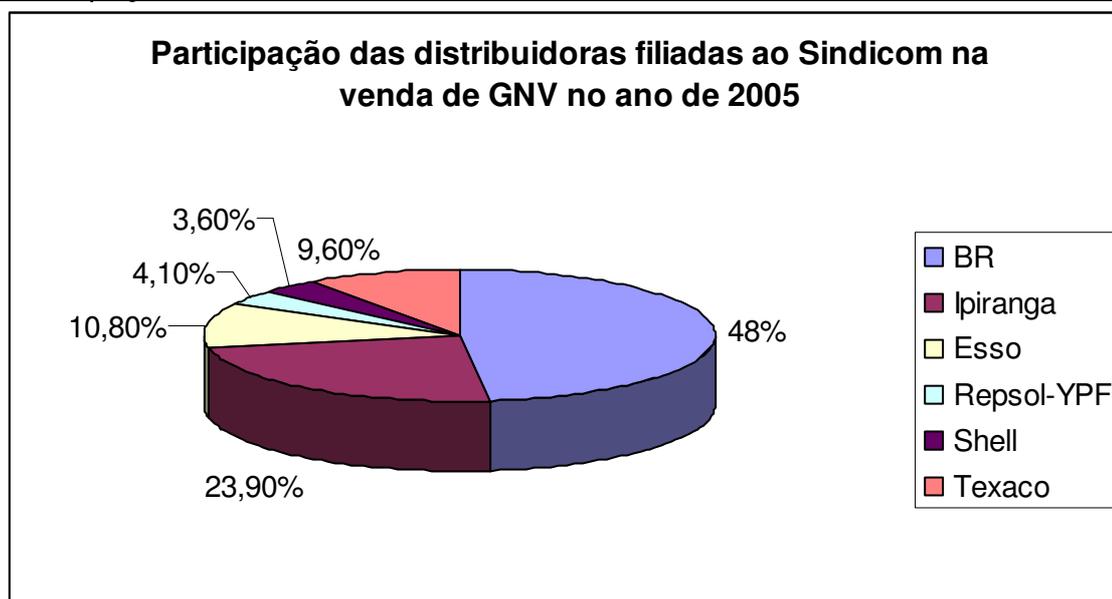
parcela de mercado perdida nos anos anteriores.

Acabando com qualquer possível dúvida que ainda existisse quanto a continuidade das atividades da empresa no Brasil, o executivo enfatizou que a companhia considera estratégicos os investimentos em três países da América do Sul: Brasil, maior mercado da região, Chile e Argentina, apesar das hostilidades do presidente Nestor Kirchner, que chegou a incitar a população a boicotar os produtos da Shell no país (Valor Econômico, 04/05/2005).

A Shell possui marcas fortes e reconhecidas no mercado nacional, a Shell V-Power é um dos combustíveis aditivados mais vendido no país enquanto a loja “*Select*”, marca registrada das lojas de conveniência dos postos da Shell é a loja mais reconhecida entre os clientes deste segmento no mercado nacional.

Entretanto, o período no qual a empresa ficou com um baixo nível de investimento na sua rede de postos ainda traz reflexos negativos e severos para a companhia. O principal deles é no segmento de GNV, a Shell a princípio não acreditou no desenvolvimento deste segmento no país e demorou muito a iniciar seus investimentos. A rede de postos da Shell com disponibilidade de GNV não passa dos 70 (dados de dezembro de 2005), por conseguinte, o *market-share* da empresa no fechamento do ano de 2005 era de apenas 3,6% levando em consideração as empresas afiliadas ao Sindicom, este percentual de mercado é inferior até mesmo ao percentual da Repsol-YPF, de 4,1%, vale ressaltar que esta empresa possui ao todo 268 postos ao todo no Brasil.

Figura XVII
Participação distribuidoras filiadas ao Sindicom na venda de GNV no ano de 2005



Fonte: Sindicom, 2006.

Outra oportunidade que a Shell deixou escapar no período pós-abertura de mercado foi no caso dos cartões de fidelização, os resultados alcançados pela Ipiranga e pela Petrobras quanto ao volume vendido através desta forma de pagamento vem crescendo e ambas empresas estão aumentando seus investimentos neste programa, a Shell apesar de ter iniciado estudos para o lançamento de seu cartão de fidelização recuou no projeto e encara hoje como um erro estratégico esta atitude.

O setor de vendas que a Shell continua com maior presença no mercado brasileiro é o setor de Aviação (área denominada de *Aviation* na empresa), tanto na venda de querosene de aviação (QAV) como na venda de gasolina de aviação a Shell aparece na segunda posição de mercado atrás apenas da BR Distribuidora.

Este setor ainda é o mais seletivo entre todos os setores de distribuição de venda de combustíveis no Brasil, a preocupação de ter que disputar mercado com pequenas distribuidoras que podem se utilizar de artifícios legais para poder reduzir o preço de venda não existe neste setor. Apenas quatro empresas estão na disputa deste mercado, a própria Shell, a Esso, a Petrobras e a entrante Air BP¹⁰⁸.

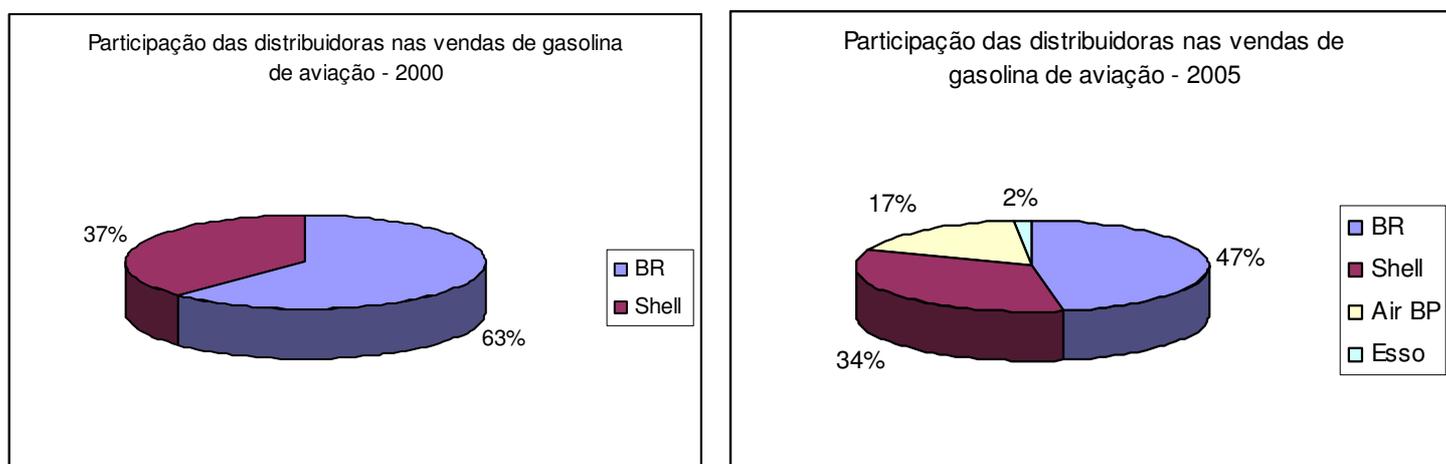
¹⁰⁸ Air BP é uma empresa controlada pela BP e responsável pela venda de combustíveis de aviação da *holding* inglesa.

Presente em 57 aeroportos no País, a área atendeu cerca de mil clientes (aviação comercial, regional e geral) e contabilizou volume anual de abastecimentos de 1,4 bilhão de litros de combustível, abastecendo, em média, uma aeronave a cada dois minutos. A área foi responsável pelo maior lucro de toda Shell Brasil nos anos de 2005 e 2006 e em função disso tendo cada vez mais destaque internamente na empresa.

Apesar de não ter aproveitado os programas de fidelização no setor de distribuição em postos convencionais, a Shell não cometeu o mesmo equívoco no setor de aviação e no ano de 2005 a empresa lançou o *Shell AeroClass*, programa de relacionamento exclusivo da *Shell Aviação* Brasil, que se destina a reconhecer e valorizar os compradores fiéis da aviação executiva, assim como permitir o relacionamento ativo com seus clientes.

Figura XVIII

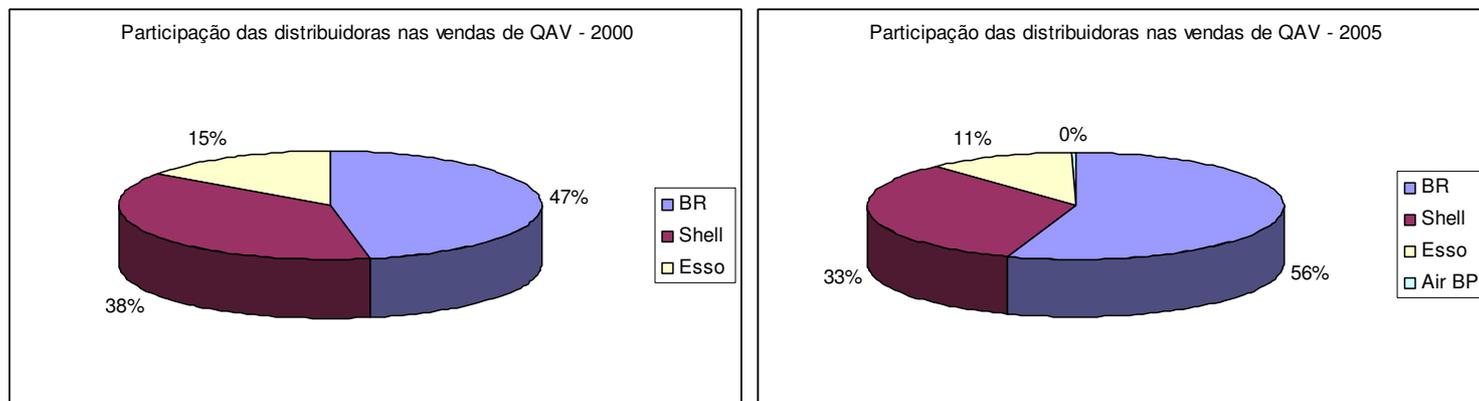
Participação das distribuidoras na venda de gasolina de aviação anos 2000 e 2005



Fonte: ANP, 2006.

A pequena queda da participação de mercado da empresa neste setor entre os anos de 2000 e 2005 não é preocupante para a empresa, pois com contínuo investimento neste segmento e desenvolvimento de novos produtos ou exclusividade de venda de outros importados como no caso da linha *Flight Jacket* que são produtos para limpar, proteger e embelezar as aeronaves a Shell pretende resgatar esta parcela de mercado perdida e se possível aumentar a sua presença no setor.

Figura XIX
Participação das distribuidoras na venda de QAV nos anos de 2000 e 2005



Fonte: ANP, 2006.

7.7 CHEVRON:

A Chevron utilizando a já reconhecida bandeira da Texaco no mercado de distribuição do Brasil concentra 2.352 postos em todo território nacional, o que corresponde a 7% dos estabelecimentos de distribuição. A maior presença da empresa é observada no interior da Região Sudeste, dado o alto poder aquisitivo da população e na Região Sul.

Antes da mudança do marco regulatório, a Texaco tinha por meta aumentar seu *market-share*. Para isso, criou uma estratégia de *marketing*, enfatizando uma imagem moderna de seus postos e fornecendo combustível para as competições automobilísticas.

Após a mudança do marco regulatório e o conseqüente aumento da concorrência, principalmente pela entrada de novas distribuidoras, a empresa enfrentou sérios problemas financeiros, em particular por não concordar com a adoção da guerra de preços. A Texaco é ainda hoje a empresa que busca prover a seus revendedores a melhor margem de retorno dentre as grades empresas do mercado, mesmo que para isso a empresa tenha que atuar em alguns momentos com uma margem de lucro negativa na venda de seus produtos para seus revendedores.

Entre os anos de 2000 e 2005 a Chevron perdeu grande parte de sua rede de distribuição, nas Regiões Sudeste e Nordeste a rede da Chevron reduziu em torno de 30% enquanto que na Região Centro-Oeste a redução foi de quase 50%. Assim como as demais empresas existentes no mercado antes da abertura, a Chevron

vem priorizando a sua rede de postos mais rentável e desinvestindo nos postos de menor volume, muito em função da redução do retorno sobre o capital investido depois de 1997, o que faz com que os menores estabelecimentos deixem de ser atrativos para a empresa.

Tabela XIII
Quantidade de Postos com a Bandeira Texaco por Estado e Região

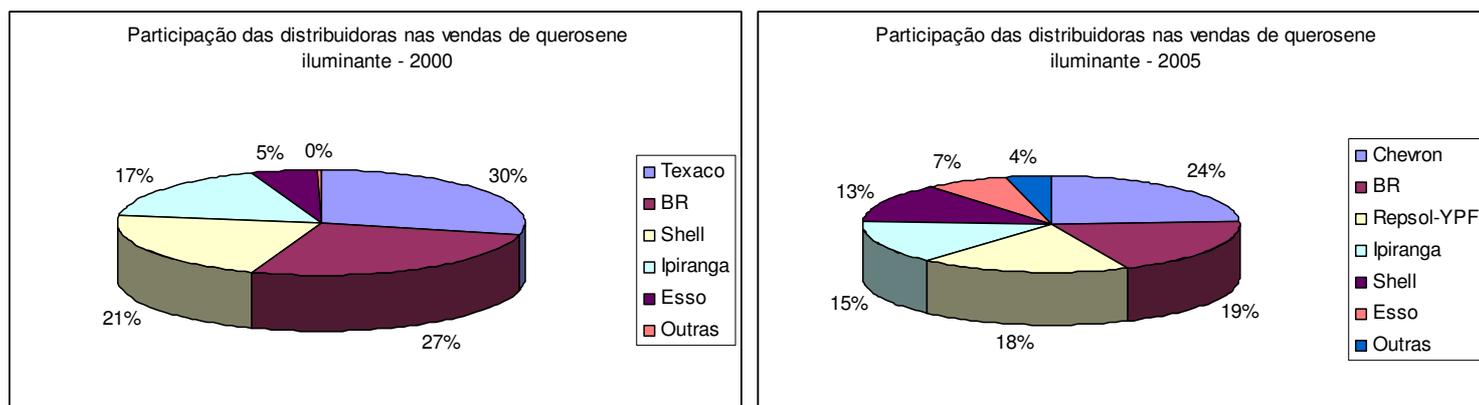
Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos		
Grandes Regiões e Unidades da Federação	Chevron	% Shell do Total
Brasil	2.352	7%
Região Norte	160	8%
Rondônia	15	4%
Acre	0	0%
Amazonas	16	4%
Roraima	0	0%
Pará	85	12%
Amapá	30	35%
Tocantins	14	5%
Região Nordeste	421	6%
Maranhão	36	6%
Piauí	23	4%
Ceará	77	7%
Rio Grande do Norte	17	3%
Paraíba	54	9%
Pernambuco	91	7%
Alagoas	34	9%
Sergipe	16	7%
Bahia	73	4%
Região Sudeste	896	6%
Minas Gerais	252	6%
Espírito Santo	72	11%
Rio de Janeiro	134	6%
São Paulo	438	5%
Região Sul	651	9%
Paraná	218	8%
Santa Catarina	244	13%
Rio Grande do Sul	189	7%
Região Centro-Oeste	224	7%
Mato Grosso do Sul	29	5%
Mato Grosso	29	3%
Goiás	141	10%
Distrito Federal	25	8%

Fonte: ANP, 2006.

O segmento de mercado que a Chevron possuía seu maior *market-share*, sendo a muitos anos a líder de mercado, é o de venda de querosene iluminante, entretanto o volume de vendas deste segmento que já era baixo vem caindo ainda mais nos

últimos anos, o que diminui sensivelmente o lucro da empresa neste segmento. O volume de vendas de querosene iluminante era de 108 mil metros cúbicos em 1997 e fechou o ano de 2005 com vendas de 59 mil metros cúbicos.

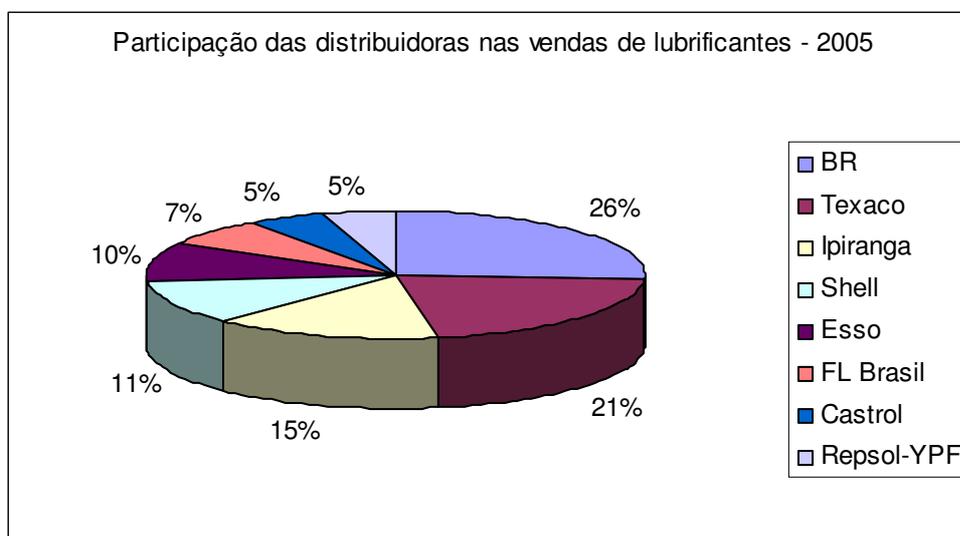
Figura XX
Participação das distribuidoras na venda de Querosene Iluminante ano 2000 e 2005



Fonte: ANP, 2006.

Outro segmento que a empresa apresenta bom desempenho é na venda de lubrificantes, o segmento de lubrificantes foi, no Brasil, onde houve a maior sinergia com a compra da Texaco pela Chevron no ano de 2000, pois a Chevron já possuía uma fábrica de aditivos para lubrificantes em São Paulo e a Texaco vinha sendo um dos maiores *players* deste segmento. A Chevron terminou o ano de 2005 com um confortável segundo lugar no *market-share* de vendas de lubrificantes, com uma participação de 21% de mercado.

Figura XXI
Participação das distribuidoras filiadas ao Sindicom na venda de lubrificantes no ano de 2005



Fonte: Sindicom, 2006.

Recentemente, no dia 10/04/2007, a Chevron sinalizou ao mercado que pretende dar maior prioridade ao mercado de distribuição brasileiro, visando aumentar a sua participação de mercado através da adoção de uma nova estratégia comercial (Gazeta Mercantil, 10/04/2007).

A empresa, através dos postos Texaco, venderá só gasolina aditivada, sem diferencial de preço. A companhia, que detém 9,1% do mercado brasileiro de distribuição, investiu US\$ 11 milhões para comercializar, sem acréscimo de preço, só gasolina aditivada nos postos Texaco.

Maurício Nicholls, gerente geral de Varejo da Chevron para América do Sul e Caribe, justifica a estratégia como uma opção que visa ampliar à média de 3,5% ao ano a participação da empresa no mercado brasileiro nos próximos anos. Para crescer no País, a empresa empreenderá um esforço para incorporar novos revendedores principalmente de bandeira branca, sem vínculo a nenhuma marca.

Apesar de não esconder a contrariedade com a recente aquisição da Ipiranga pela Petrobras e o grupo Ultra, o executivo atribui a uma melhoria no cenário regulatório do país a condição do Brasil de prioridade nos planos da companhia.

"Passados os primeiros anos da desregulamentação do mercado brasileiro de

distribuição de combustíveis, que foram marcados por concorrência predatória, o mercado melhorou", afirma Nicholls. "A ANP não só promoveu uma fiscalização mais eficiente nas mais de 200 novas distribuidoras que aportaram no mercado, como também o próprio consumidor tornou-se mais exigente com a gasolina que ele passou a comprar."

Apesar dos elogios ao cenário regulatório brasileiro mais favorável, Nicholls demonstra preocupação com as conseqüências da aquisição da Ipiranga. Menos pelo que o negócio poderá provocar nas regiões Sul e Sudeste e mais pelo impacto para a concorrência nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste do país. Nessas regiões, argumenta o executivo, só a Petrobras Distribuidora (BR) passará a deter mais de 50% de participação.

Apesar de lamentar que a compra da Ipiranga tenha sido fechada no mês em que a Chevron preparava o lançamento da nova estratégia de distribuição da rede Texaco no Brasil, Nicholls argumenta que o aditivo, batizado de Techron, poderá representar um diferencial nessa concorrência. Embora todas as principais distribuidoras ofereçam combustível aditivado, justifica, só a Texaco vai vender toda sua família de gasolinas com o novo aditivo.

7.8 PRINCIPAIS ENTRANTES (REPSOL-YPF, ALE, SATÉLITE, CHARRUA):

O ano de 2005 terminou com uma participação recorde das empresas entrantes no quantitativo de postos no Brasil, as 126 bandeiras de novas distribuidoras que surgiram no mercado nacional já totalizam 4.699 postos que somados aos 13.897 postos de bandeira branca representam 52% do total de postos no Brasil.

A única região que as entrantes não possuem atualmente ao menos 50% do quantitativo de postos é a Região Sul, na qual a participação é de 39%, muito em função da forte presença da Ipiranga na região. Em contrapartida, as regiões menos privilegiadas pelas empresas estabelecidas no mercado antes de 1997 são exatamente as regiões na qual os entrantes possuem a maior parcela dos estabelecimentos comerciais, a Região Norte com 67% dos postos e a Região Nordeste com 61% dos postos.

Entretanto, como já mencionado nesta dissertação, o quantitativo dos postos das empresas entrantes não reflete em *market-share* de venda dos derivados pois,

normalmente, estes estabelecimentos possuem localização e porte inferior aos estabelecimentos das empresas estabelecidas no mercado, o *market-share* no segmento de venda de diesel dessas empresas é de 22% enquanto o de gasolina C chega a 32% do mercado.

Tabela XIV
Quantidade de Postos de Empresas Entrantes por Estado e Região

Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos						
Grandes Regiões e Unidades da Federação	ALE	Charrua	Repsol-YPF	Satélite	Total das Entrantes	% Entrantes do Total
Brasil	390	247	268	427	18.596	52%
Região Norte	0	0	0	17	1.374	67%
Rondônia	0	0	0	0	276	74%
Acre	0	0	0	0	60	58%
Amazonas	0	0	0	0	318	81%
Roraima	0	0	0	0	46	54%
Pará	0	0	0	8	454	63%
Amapá	0	0	0	0	34	40%
Tocantins	0	0	0	9	186	65%
Região Nordeste	2	0	0	392	4.260	61%
Maranhão	0	0	0	30	466	73%
Piauí	0	0	0	14	425	73%
Ceará	0	0	0	47	567	55%
Rio Grande do Norte	0	0	0	109	332	65%
Paraíba	0	0	0	38	463	76%
Pernambuco	0	0	0	35	753	61%
Alagoas	0	0	0	7	195	50%
Sergipe	0	0	0	13	76	36%
Bahia	2	0	0	99	983	56%
Região Sudeste	341	0	184	16	8.308	52%
Minas Gerais	183	0	33	16	2.179	50%
Espírito Santo	26	0	0	0	295	47%
Rio de Janeiro	65	0	47	0	1.042	48%
São Paulo	67	0	104	0	4.792	54%
Região Sul	1	247	82	0	2.858	39%
Paraná	1	0	16	0	1.169	44%
Santa Catarina	0	8	50	0	833	44%
Rio Grande do Sul	0	239	16	0	856	31%
Região Centro-Oeste	46	0	2	2	1.796	56%
Mato Grosso do Sul	0	0	0	0	263	44%
Mato Grosso	0	0	0	0	607	66%
Goiás	43	0	2	2	841	61%
Distrito Federal	3	0	0	0	85	27%

Fonte: ANP, 2006.

A Repsol-YPF é uma das empresas entrantes no mercado de distribuição a partir da mudança do marco regulatório. Dentre as entrantes, a Repsol-YPF é a que possui maior porte, a empresa atua em diversos países tendo presença marcante nos mercados da Argentina e da Espanha. O começo da operação da Repsol-YPF

foi em 1997, com a elaboração de um contrato de parceria junto à BR Distribuidora que permitiu lançar sua marca no País. Após seis meses da execução desse contrato, a empresa comprou a Dispal e a Paulista que distribuíam combustíveis para o Estado de São Paulo e Sul de Minas. Assim a Repsol-YPF somou uma rede de cerca de 400 postos no seu primeiro ano de atuação, na distribuição de derivados de petróleo, assim como as grandes empresas estabelecidas no mercado a Repsol-YPF abriu mão dos postos menos lucrativos e fechou 2005 com uma rede de 268 estabelecimentos comerciais.

As novas distribuidoras são empresas que atuam no Brasil de forma regional, focando seus investimentos em uma Região visando criar um diferencial neste mercado para posteriormente planejar sua expansão por mais estados ou regiões. A Repsol-YPF por ser uma multinacional entrou no mercado visando atuar nas melhores regiões e assim foca seus investimentos na região Sudeste se expandindo para a região Sul, a Ale iniciou suas atividades em Minas Gerais e com o passar dos anos vem se expandindo para os estados vizinhos a seu estado natal, a distribuidora Charrua é focada no mercado do Rio Grande do Sul e recentemente cruzou a fronteira começando a atuar no sul do estado de Santa Catarina enquanto que a distribuidora Satélite, a maior entre as novas distribuidoras no quantitativo de postos atua na região nordeste tendo como base o estado do Rio Grande do Norte.

Em abril de 2006, as duas maiores distribuidoras dentre as criadas depois da abertura do mercado, as distribuidoras de combustíveis ALE e Satélite (SAT) anunciaram a fusão de suas operações. Juntas, elas terão 3,7% do mercado nacional de combustíveis e constituirão a sexta maior empresa do setor, atrás de BR, Shell, Ipiranga, Texaco e Esso (Valor Econômico, 06/04/2006).

Unidas, as duas empresas faturam R\$ 4,3 bilhões. A mineira ALE está presente nas Sudeste e Centro-Oeste e se expandindo para o Sul, enquanto a SAT, do Rio Grande do Norte, atua no Norte e principalmente no Nordeste do país.

As negociações entre as distribuidoras foram iniciadas no fim de 2004, quando ambas começaram a se expandir e atuar em áreas comuns. "Elas decidiram se unir, ao invés de se tornarem concorrentes", afirma André Cantidiano, do escritório Motta, Fernandes Rocha Advogados, que assessorou a SAT na fusão.

A SAT já planejava entrar no mercado paulista e carioca desde o ano passado.

Em 2004, a distribuidora havia iniciado operações em Minas Gerais e Goiás.

O plano inicial para a nova empresa, que tem nome AleSat (este nome ainda pode ser alterado), é expandir a rede de postos. Segundo informações divulgadas para a imprensa, é estudada a implantação de 700 novos postos com investimento para tal de R\$ 125 milhões em 4 anos. "A expectativa é que nossa participação aumente para 5%, com 3,5 bilhões de litros comercializados", disse Sérgio Cavaliere, atual presidente da ALE. Até 2010, a empresa quer alcançar faturamento de R\$ 6 bilhões.

ALE e SAT terão, cada uma, 50% do controle da companhia. A fusão foi baseada numa troca de ações, cujo valor não foi divulgado. Cavaliere assumirá o cargo de presidente do conselho de administração da AleSat, enquanto o cargo de presidente-executivo da nova empresa será de Marcelo Alecrim, presidente da SAT.

A nova empresa prevê investidas maiores no mercado de biocombustíveis, combustíveis alternativos e exploração de petróleo. Em outubro de 2005, a ALE venceu licitações no leilão da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para exploração em campos maduros. A empresa tem como sócia na operação a Construtora Pioneira.

O objetivo da união é claro. A Alesat quer ganhar terreno nas cidades do interior do País e conquistar os donos de postos independentes, que não mantêm contrato com nenhuma distribuidora. Os "bandeiras brancas", como são conhecidos, dominam 40% de um mercado formado por 35,5 mil postos de combustível. Representam, portanto, uma ótima oportunidade para quem quer crescer. Dinheiro para os novos planos não será problema. Além da força dos parceiros, a nova empresa conta ainda com o capital de um fundo de investimento americano, o Darby Investments Overseas, que já tem cotas de participação em grupos como Siciliano e a Atlântica Hotéis. Em 2004, o fundo comprou 34% da SAT, com a promessa de adquirir mais 13%. Com o aporte, as vendas da SAT mais que dobraram. Isso chamou a atenção dos mineiros. "A Ale queria conquistar o Nordeste e a SAT queria fazer o caminho contrário, rumo ao Sudeste. Aí surgiu a idéia da união.", diz Alecrim, da SAT.

A Alesat contratou uma consultoria para ajudar na adequação operacional da nova empresa. Os sócios calculam que a fusão reduzirá em até 20% os custos

administrativos das duas empresas. E isso não é pouco, levando-se em conta que a margem de lucro das distribuidoras é apertada, em torno de 4%. A parte comercial não deve mudar muito com a fusão, já que inicialmente as duas bandeiras continuarão a atuar separadamente. A novidade que a ALE pretende levar para dentro da nova empresa é a sua filosofia de atendimento ao consumidor. Nos postos que levam a sua bandeira, mais de 7 mil frentistas e gerentes já foram treinados, com conceitos que vão desde o modo de se vestir até noções de meio ambiente e conhecimento técnico do veículo. “O preço do combustível é muito parecido de um posto para outro, temos que ter um diferencial”, diz Cavalieri, presidente do Conselho de Administração da Alesat.

Segundo Cantidiano, a empresa também vai se preparar para a abertura de capital. O advogado, no entanto, não estabeleceu prazo. “Hoje o momento é muito propício para esse movimento, vamos ver como fica daqui para frente”, afirmou ele.

A ALE e a SAT faturaram cerca de R\$ 2 bilhões cada uma no fechamento de 2005. Ambas foram criadas em 1996, após a abertura do mercado de combustíveis no Brasil.

A mais regional dentre as quatro principais distribuidoras de petróleo criadas depois da abertura do mercado é a Charrua, concentrando todos seus investimentos no estado do Rio Grande do Sul¹⁰⁹. A Charrua possui 9% dos postos do estado do Rio Grande do Sul, estando a frente das *majors* Shell, Chevron e Esso. O ano de 2005 foi um marco para a empresa pois a distribuidora Charrua começou a distribuir Gás Natural Veicular (GNV) em Lajeado, atendendo a demanda do produto no Vale do Taquari e região. Agora em 2007 a empresa já começou a ofertar GNV em outros pontos do Rio Grande do Sul, com vistas a oferecer mais opções de abastecimento para os usuários deste combustível que passa a ser um dos principais focos da distribuidora.

¹⁰⁹ No ano de 2005 a empresa cruzou a fronteira e passou a possuir alguns postos na região sul do estado de Santa Catarina.

8 CONCLUSÃO:

A presente dissertação visou demonstrar que as mudanças nas estratégias das empresas de petróleo no Brasil respondem à queda do monopólio da Petrobras resultante da Lei n° 9.478 de 1997, à conjuntura econômica, em particular a da estabilização da inflação e da internacionalização da economia brasileira; bem como às estratégias internacionais das *majors*; mediante o contexto econômico-geográfico que estas empresas encontram-se inseridas, o que lhes confere soluções de natureza e magnitude diferenciadas.

A Petrobras foi a única empresa que nasceu de cunho estatal no Brasil, sendo monopolista de petróleo durante aproximadamente 42 anos nos segmentos *upstream* e *mildstream*. Ao longo de sua história realizou uma série de parcerias de forma a viabilizar projetos de exploração *off-shore* e atender a uma crescente demanda do mercado interno por petróleo.

O processo de privatização das empresas estatais de petróleo faz parte de uma tendência internacional¹¹⁰, iniciando-se na América Latina com a venda da estatal argentina YPF para seu acionista minoritário, a Repsol, e se consolida com a venda da participação acionária da Petrobras. As únicas exceções a esta tendência são os surgentes governos de extrema esquerda como é o caso da Bolívia e da Venezuela.

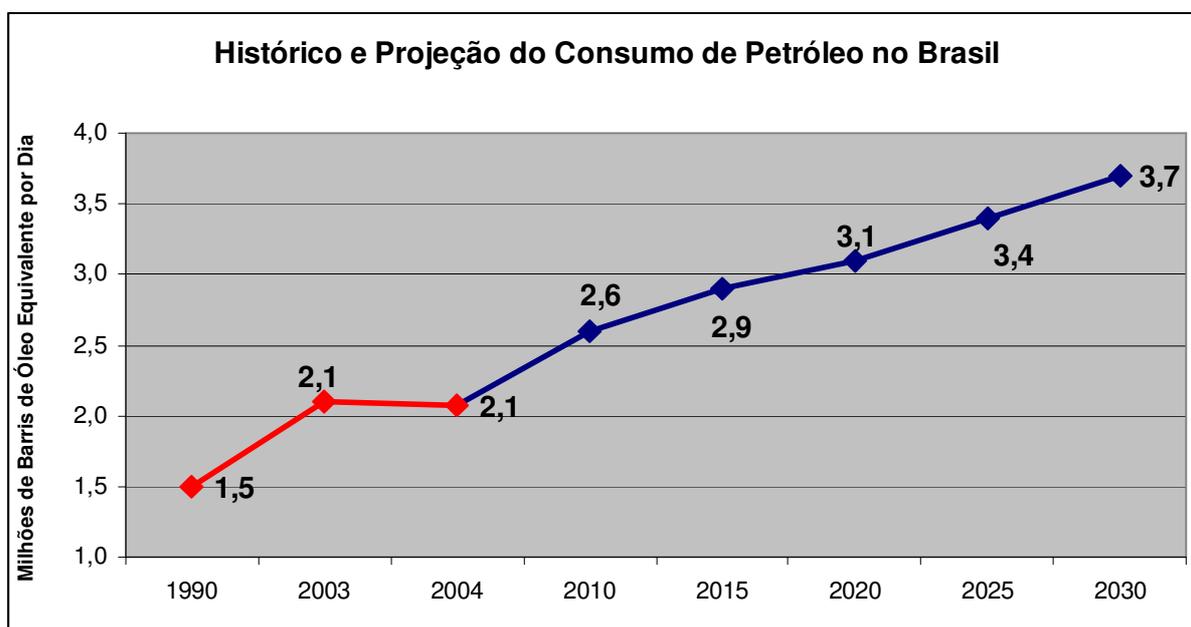
No mercado interno, a Petrobras possui uma vantagem comparativa por ser a maior detentora de reservas, de poços de petróleo em operação e de um parque de refino que produz mais de 90% dos derivados consumidos no País. Mesmo após a quebra do monopólio, a Petrobras continua sendo a maior empresa de petróleo no território nacional, com a maior lucratividade dentro e fora do setor de petróleo, constituindo-se na mais importante multinacional brasileira. No dia 08/08/2007, foi

¹¹⁰ Além do Brasil, este processo ocorreu entre outros na Inglaterra com a privatização da British Petroleum, na Argentina com a gradual privatização da YPF (totalmente concretizada em julho de 1999).

divulgado o ranking das mais valiosas marcas do Brasil e a Petrobras mais um ano figura como a primeira colocada no ranking (Revista Época, 08/08/2007).

A nível internacional, as companhias de petróleo estão na busca de possibilidades de realização de bons negócios em mercados emergentes como o Brasil, que é o país mais importante do mercado latino americano, cuja taxa de crescimento do consumo de derivados de petróleo até o ano de 2030 deve girar em torno de 3% ao ano como apresentado na figura XXII. Esse interesse se dá notadamente por três fatores: diminuir a dependência da OPEP, dado que este cartel detém um terço da produção e dois terços do total de reservas mundiais; possibilitar o acesso gratuito à incorporação da tecnologia de exploração *off-shore*, onde a Petrobras é líder internacional em lâminas de água acima de 1.500 metros; e na conjuntura atual de alto preço do petróleo, viabilizar maiores possibilidades de lucro nos contratos e parcerias *upstream*¹¹¹.

Figura XXII
Histórico e Projeção do Consumo de Petróleo no Brasil



Fonte: International Energy Outlook; 2007

A nova regulamentação do setor não atende apenas a estes interesses, como possibilita também que tais empresas verticalizem sua estrutura de produção no Brasil. Entretanto, pode-se analisar que através de investimentos pouco expressivos

¹¹¹ Lembrando que quanto maior o preço internacional do petróleo, maior será a lucratividade no *upstream*, no caso brasileiro, pois este se localiza mais próximo do mercado consumidor, reduzindo assim, o custo de transporte.

por intermédio das parcerias/aquisições com as empresas locais, principalmente com a Petrobras, as grandes empresas não pretendem uma verticalização completa. Alguns especialistas chamam atenção para o fato de que, na verdade, os investimentos efetivados por tais empresas são marginais e têm apenas como objetivo meramente marcar presença no mercado brasileiro¹¹². Isto é explicado pelas incertezas macroeconômicas quanto a investimentos na América Latina, pelo confronto com idéias nacionalistas, que reivindicam que a parte mais expressiva da exploração de petróleo esteja sob o controle estatal, bem como pela política antiinflacionária do governo, que faz com que o preço no mercado interno do petróleo, nem sempre reflita os aumentos do preço internacional e a alta do dólar.

Após a Lei n° 9.478, a Petrobras ingressa em uma nova fase, ao invés de centrar a maioria dos seus investimentos no mercado interno, onde já é líder, busca uma estratégia de internacionalização, principalmente na América Latina e no continente africano, onde possui uma melhor inserção político-econômica. Suas metas são extremamente ambiciosas, visando alavancar uma política de integração vertical internacionalizada¹¹³ da produção, tal como as demais multinacionais do setor. Um exemplo marcante deste processo é a troca de ativos nacionais da Petrobras por ativos no exterior com empresas que desejam investir no Brasil, como ocorreu no mês de agosto de 2000 com a Repsol-YPF, onde a Petrobras adquiriu refinarias e postos na Argentina, outro exemplo deste processo de internacionalização da Petrobras pode ser visto em setembro de 2006 quando a empresa adquiriu 50% de uma refinaria em Pasedena, nos Estados Unidos.

A estratégia de internacionalização (ou globalização) é controversa, quando uma empresa, como a Petrobras, troca o seu foco central de negócios para ingressar no mercado global, ela deve atentar para não perder parcela no mercado doméstico (PORTER, 1993). Todavia, PEREZ (1991) afirma que uma empresa de origem latino-americana necessita ampliar seus negócios além de suas fronteiras para obter divisas que possam viabilizar novos investimentos domésticos. No curto tempo em que a Lei n° 9.478 entrou em vigor e que a Petrobras vem realizando tal mudança de ampliação dos seus negócios não se podem precisar ainda as conseqüências de tal escolha no longo prazo, por outro lado, no curto prazo a empresa vem mantendo liderança incontestável em todos segmentos onde atua nacionalmente mesmo tendo

¹¹² Já que as grandes empresas do setor já possuem uma estrutura verticalizada numa escala mundial da sua produção.

¹¹³ A empresa irá buscar em que locais consegue operar com custos mais reduzidos e em seguida exportar sua produção para o Brasil ou para País que demande seus serviços.

que dividir suas preocupações tanto com o mercado interno quanto com o mercado externo.

Na exploração de petróleo, após o primeiro leilão da Agência Nacional de Petróleo (ANP), traçou-se um novo rumo para o *upstream* no Brasil. Este deixa de ser exclusividade da Petrobras. As *majors* decidiram investir neste segmento, seja através de parcerias junto a Petrobras ou entre elas mesmas, buscando uma maior rentabilidade, outrora, perdida na distribuição a partir da liberalização dos preços. Os patamares de níveis de preço atuais do petróleo são um incentivo a mais para as grandes empresas investirem em E&P no Brasil, entretanto, a incerteza criada depois do cancelamento da oitava rodada de licitações de blocos exploratórios fez com que as empresas ficassem receosas quanto a continuidade das licitações de blocos em território nacional.

A crise econômica internacional do final da década de 80 e início da década de 90 abalou empresas como a Shell e a Esso não só no Brasil, como em outros mercados em que atuavam. Assim, estas empresas resolveram centrar seus investimentos no seu *core business*, o setor de energia. Para isso, venderam participações que detinham em outros segmentos, bem como realizaram uma série de fusões ou aquisições com outras empresas do setor para reduzir custos e ganhar escala. Adicionalmente, racionalizaram a gestão introduzindo um *downsizing* (enxugamento de pessoal) de forma a lidar com a nova estrutura de custos decorrente da maior concorrência e da estabilização da economia.

Com o surgimento da Lei nº 9.478, estas empresas voltaram a se interessar em investir no País, já que não estão mais restritas ao *downstream* e podem investir na verticalização. Sendo assim, reformulam suas estratégias, privilegiando investimentos no *upstream* e reduzindo os investimentos na distribuição, dada a diminuição da margem de lucro bruto resultante da acirrada guerra de preços decorrente da entrada de pequenas e médias empresas independentes.

O segmento de *upstream* é o mais interessante, dado que estas multinacionais possuem a tecnologia de exploração, precisando apenas aprimorá-la para as lâminas de água brasileiras. Assim, em praticamente todos os blocos em que estas empresas atuam, realizam contratos junto à Petrobras de maneira a garantir a tecnologia necessária para uma rápida exploração.

Das empresas entrantes que ingressaram no mercado, de forma expressiva, após 1997, e que vem demonstrando efetivamente uma estratégia de verticalização, destaca-se apenas a Repsol-YPF. Esta por ser uma empresa européia, caracteriza-se por investimentos de longo prazo e também por buscar aumentar suas reservas. Contrariamente as empresas de origem americanas que manifestam interesse mais imediato, onde a ótica da lucratividade de curto prazo é a principal estratégia, como também é o *break-point* de entrada e saída do mercado brasileiro, vide o exemplo da Esso no início da década de 90.

No *mildstream* mesmo com as propostas do Governo Federal visando tornar este segmento competitivo, a Petrobras conseguiu o que nenhum analista de mercado pode prever, a grande empresa de petróleo do mercado nacional aumentou ainda mais a sua parcela do mercado com a recente aquisição de parte da Refinaria da Ipiranga, sua única concorrente no mercado de refino do País. Na realidade, a atividade de refino não atraiu as empresas já que a importação de petróleo não é uma atividade lucrativa e devido ao fato destas mesmas empresas terem unidades de refino com capacidade ociosa no Caribe e nos Estados Unidos. Assim, a expansão do parque de refino e a sua re-estruturação são necessários e estão sendo realizados em sua totalidade ou quase totalidade pela Petrobras que além de aumentar a capacidade de processamento de óleo pesado em suas refinarias atuais irá também construir novas refinarias no Brasil, pois a empresa sabe que, caso contrário, o País irá importar cada vez mais óleo diesel e nafta para atender a sua demanda interna.

A troca de ativos entre a Petrobras e uma empresa entrante, a Repsol-YPF, foi a única exceção dentre as ações do segmento que tendiam todas para uma concentração ainda maior da Petrobras no refino e possibilitou uma maior participação da Repsol-YPF no refino brasileiro, mostrando claramente que a empresa está buscando plantas para refinar suas futuras produções nos campos onde a empresa possui participação de exploração no Brasil. A troca foi possibilitada pelo interesse da Petrobras em se internacionalizar, pois em troca da participação de 30% da Refinaria Alberto Pasqualini cedida a Repsol-YPF a Petrobras adquiriu ativos diversos na Argentina como postos de gasolina e refinarias.

Na distribuição, o fato marcante foi a entrada das empresas independentes com ação localizada ou regional e que, segundo a ANP no ano de 2005, concentraram em torno de 25% do volume de vendas deste segmento.

Tudo indica que, apesar da liberação dos preços nas bombas ter sido uma forte reivindicação das grandes distribuidoras que atuavam no mercado brasileiro, estas se surpreenderam com a forte entrada das distribuidoras independentes¹¹⁴. Dessa forma, a guerra de preços advinda desta liberalização resultou numa redução das margens de lucro e num forte *lobby* do SINDICOM com relação ao nocivo comportamento das distribuidoras independentes. Segundo o SINDICOM, estas empresas, além de prejudicarem a arrecadação pública face ao não pagamento dos impostos, algumas vezes lesam o consumidor adulterando os combustíveis. Embora isto possa efetivamente ocorrer, tal fato não explica completamente a consolidação de novas pequenas e médias distribuidoras, como a Charrua, que abastece uma parcela importante do mercado consumidor de derivados no Estado do Rio Grande do Sul ou a SAT que abastece parte do Nordeste.

As independentes possuem efetivamente um custo operacional mais baixo que as grandes distribuidoras, pois na grande maioria das vezes atuam meramente enquanto empresas de transporte de derivados (entre as refinarias e os estabelecimentos de venda), não necessitando de *staff* qualificado e oneroso. Estas empresas não investem em propaganda agressiva ou promocional, nem financiam nem apóiam os postos, como é o caso das grandes empresas. Isto somente é viável dada a existência de postos de bandeira branca que somam atualmente cerca de 39% do total de postos no Brasil (ANP, 2006).

A guerra de preços nos postos repercutiu nas seguintes estratégias das grandes empresas com objetivo de retomada do mercado: algumas abaixaram muito suas margens de lucro de maneira a brigar por cada litro vendido, fazendo com que os preços dos derivados sejam diferenciados de posto a posto¹¹⁵; outras investiram na imagem através de propaganda, treinamento de pessoal e criando serviços diferenciados; e, ainda, observou-se, como no caso de uma grande multinacional presente no mercado brasileiro, uma forte redução dos custos na sede, visando tornar-se uma empresa virtual, vendendo sua sede e reduzindo significativamente seus quadros.

É indiscutível o crescimento do mercado depois da promulgação da Lei n° 9.478. Os dados apresentados pela ANP (2007) são alguns destes exemplos para o

¹¹⁴ Que se utilizam armas como a "engenharia judicial" e baixo custo operacional para praticar preços a baixo das grandes distribuidoras.

¹¹⁵ Isto é, um posto da mesma distribuidora em áreas diferentes da mesma cidade pratica preços nas bombas de acordo com os preços praticando pelos seus concorrentes adjacentes.

segmento *upstream*:

- De 1997 a 2006, as reservas provadas de petróleo aumentaram de 1,7 bilhão de barris para 12,2 bilhões de barris. As reservas provadas de gás natural passaram de 227,7 bilhões de metros cúbicos para 347,9 bilhões de metros cúbicos.
- De 1997 a 2006, a produção de petróleo no Brasil saltou de 306 milhões de barris (838 mil barris diários) para 629 milhões de barris (1,7 milhão de barris diários).
- A produção de gás saltou de 9,8 bilhões de metros cúbicos em 1997 (27 milhões de metros cúbicos diários) para 17,7 bilhões de metros cúbicos em 2006 (48,5 milhões de metros cúbicos diários).
- Investimentos constantes: U\$ 30,7 bilhões é o montante dos investimentos comprometidos pelas concessionárias para o período 2006-2010. Hoje, além da Petrobras, outras 59 empresas atuam no Brasil, sendo 32 brasileiras.

Os investimentos realizados estão desenvolvendo não só as empresas de petróleo diretamente como também desenvolvem a indústria nacional fornecedora de materiais, equipamentos, componentes e serviços (com cerca de 350 mil itens) para o setor de petróleo e gás, gerando empregos e fazendo com que seja criada uma estrutura nacional para manter o crescimento do mercado nacional no longo prazo reduzindo a dependência de fornecedores estrangeiros.

No final de julho de 2007 foi anunciada a Nona Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, a ser realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nos dias 27 e 28 de novembro de 2007, no Rio de Janeiro, a qual ofertará 312 blocos em nove bacias sedimentares: Campos, Santos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo e Rio do Peixe. No total, serão oferecidos aproximadamente 97.000 km² em áreas para exploração de petróleo e gás natural.

Muito mais que apenas uma nova rodada de licitações, este anúncio é tido para as *majors* e demais empresas que ingressaram no segmento de exploração e produção depois de 1997 como uma sinalização dada pela ANP que a suspensão

em função de uma decisão judicial que houve ao oitavo leilão foi um fator isolado e com o qual a ANP não pode lidar de forma a reverter o ocorrido e realizar o leilão dos blocos. O transcorrer normal da nona rodada de licitações será crucial para a manutenção dos investimentos de longo prazo das grandes empresas do setor no Brasil, um possível novo problema judicial irá afetar diretamente as estratégias destas empresas no Brasil que terão que rever as estruturas outrora montadas em E&P. A Shell Brasil, por exemplo, é uma empresa que já conta com mais de 500 funcionários designados para as atividades de E&P e que precisa realizar novos investimentos vislumbrando um retorno futuro que justifique os esforços gastos no segmento em solo brasileiro.

A maior impactada com as mudanças ocorridas no cenário nacional de petróleo foi a Petrobras e a empresa de cunho estatal respondeu de forma soberba ao desafio que teve que enfrentar e os seguidos recordes em seus resultados financeiros, assim como, o crescimento de sua marca internacionalmente refletem este sucesso. Recentemente uma matéria do "*The Wall Street Journal*" de 13/08/2007 intitulada de "*How a Sleepy Oil Giant Became a World Player*", ou seja, "Como uma gigante adormecida do petróleo se transforma em uma competidora mundial" ressalta a mudança corporativa pela qual a empresa passou superando o apelido no mercado de Petrossauro e adquirindo o respeito mundial possuindo atualmente uma reserva de petróleo maior que a da *Chevron Corp.* e custos de extração menores que a *Exxon Mobil Corp.*

A Petrobras no ano de 2007 foi responsável por duas das maiores negociações do mercado brasileiro de petróleo, a primeira delas e mais importante foi a compra da Ipiranga num consórcio junto a Braskem e a Ultra, o que acarretou numa maior centralização da capacidade de refino no Brasil por parte da Petrobras assim como um maior *market-share* da empresa no segmento de distribuição em função de na divisão dos ativos da Ipiranga realizada a Petrobras ter ficado com os postos da Ipiranga localizados nas regiões norte, nordeste e centro-oeste do país. O outro negócio relevante da empresa foi a compra da Suzano Petroquímica, ressaltando o interesse da Petrobras em aumentar significativamente a sua presença neste nicho de mercado.

Ao final desta dissertação, pode-se concluir que o novo marco regulatório trouxe mudanças significativas apresentando resultados tangíveis na distribuição, onde a concorrência tornou-se mais agressiva, principalmente com o ingresso das pequenas distribuidoras que reduziram a margem de lucro das grandes empresas.

Em relação ao segmento *mildstream* além da Petrobras intensificar seus investimentos não dando espaço a nenhum possível entrante em potencial, as *majors*, únicas empresas capazes de ingressar neste setor devido a necessidade de elevado aporte financeiro, não tiveram interesse em realizar investimentos no Brasil, pois caso iniciem a produzir petróleo em território brasileiro, podem refiná-lo em suas refinarias nos Estados Unidos ou no Caribe como já é feito pela Shell. No *upstream*, diferentemente dos demais setores, ainda não se teve uma definição clara de quais serão as empresas que irão buscar competir no longo prazo com a Petrobras. A Shell como primeira produtora em escala comercial dentre as empresas entrantes postula a posição de principal concorrente. Entretanto o patamar na casa dos oitenta dólares do preço do petróleo irá atrair diversos novos concorrentes para o nono leilão da ANP e poderá definir como ficará a competitividade neste setor. Buscar-se-á acompanhar as novas mudanças e qual cenário o País irá seguir, bem como se analisará segmentos de mercado não contemplados em sua complexidade neste trabalho como, por exemplo, o mercado petroquímico, o qual passa por um momento de mudanças estruturais. Entretanto estes estudos só poderão ser aprofundados numa futura dissertação de doutorado.

BIBLIOGRAFIA:

AAKER, David a, Developing business Strategies, Berkeley, terceira edição, University of California, John Wiley @ Sons INC, 1994.

ABELL, Derek F., Defining the business: the starting point of strategic planing, Englewood Cliffs, Estados Unidos, 1980.

ABERNATHY. William J., CLARK, K., KANTROW, A. , The new industrial competition, Havard Business Review, V. 59, n.5, p.68-81, Sept/Oct. 1981.

ALVEL, Carmen; PINTO JUNIOR, Helder, A cooperação Inter-firmas na indústria petrolífera Mundial, Texto para discussão n. 382, Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 1996.

ALVEAL, Carmen; AGUIAR, Sérgio C.; aRREIA, Paulo R. S.; BAJAY, Sérgio V.; HADDAD, Jamil; LA ROVERE, Emílio Lebre; LISBOA, Maria Luiza V.; SCHAEFFER, Roberto; SANTOS, Edmilson M.; A eficiência Energética, Integrando usos e reduzindo desperdícios, ANP - ANEEL, Brasília, 1999.

ALVEAL, Carmen, Os debravadores : a Petrobras e a construção do Brasil Industrial, Rio de Janeiro, Editora Relume Dumará - ANPOCS, 1994.

ANP, Decreto Lei n° 2.705, Brasília, 1998.

ANP, Lei n° 9.478, Brasília, 1997.

ANP, Decreto Lei n° 2.455, 1998.

ANP, Anuário estatístico da indústria brasileira do petróleo, Rio de Janeiro, 1999.

ANP, Relatório Anual de 2000, Rio de Janeiro, 2000.

ANP, Relatório da Segunda Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2000.

ANP, Relatório Anual de 2001, Rio de Janeiro, 2001.

ANP, Relatório da Terceira Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2001.

ANP, Relatório Anual de 2002, Rio de Janeiro, 2002.

ANP, Relatório da Quarta Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2002.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2003, Rio de Janeiro, 2003.

ANP, Relatório da Quinta Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2003.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2004, Rio de Janeiro, 2004.

ANP, Relatório da Sexta Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2004.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2005, Rio de Janeiro, 2005.

ANP, Relatório da Sétima Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2005.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2006, Rio de Janeiro, 2006.

ANP, Relatório da Oitava Rodada de Licitações, Rio de Janeiro, 2006.

AOKI, R., Horizontal versus vertical information structure of firm, American Economic Review n. 76, p. 971-983, 1986.

AYOUT, Antoine, Le Pétrole: Economie et Politique, Université Laval Quebec, Canadá, 1993.

BAIN, Joe, International Differences industrial structures, New Haven, Yale

University Press, 1966.

BLAIR J. M., *The Control of Oil*. New York, Vintage Books. 1978.

BNDES, *Cadernos de Infraestrutura - Fatos e Estratégias do Petróleo no Brasil (estatísticas)*, BNDESPar, Rio de Janeiro, 1998.

BOURGEOIS, B. PERRIN F., *Les stratégies des compagnies pétrolières. Les majors de 1973 a 1985*, *Énergie Internationale* p. 143-158, 1987.

Brasil - Energia, Artigos correlacionados a partir de janeiro de 1996.

CASE STUDIES – REVISTA BRASILEIRA DE MANAGEMENT. Rio de Janeiro: Sérgio Costa, ano V, n. 35, nov./dez. 2002.

CHANDLER, A ., *Scale and scope: the dynamic os industrial capitalism*, Cambridge Mass. , Harvard, 1990.

CHEVALIER, Jean- Marie, *L'économie insdustrielle des stratégies d'entreprises*, editora Montchrestien, Paris, 1995.

COASE, R.H. (1937) *La naturaleza de la empresa*. In: STIGLER, G.J.; BOULDING, K.E. (org.) *Ensayo sobre la Teoria de los Precios*. Madrid: Aguilar, 1960. P.303-321.

COASE, R.H., "The Nature of the Firm" em Jay S. Barney e William G. Ouchi (eds), *Organizational Economics*. Jossey-Bass Publishers, San Francisco. 1986.

COUTINHO, L.; FERRAZ, J. (Coord.). *Estudo da competitividade da indústria brasileira*. Campinas: Papyrus, 1994.

DIAS, Danilo de Souza, RODRIGUEZ, Adriano Pires, *O Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais*, Rio de Janeiro, Instituto Liberal, 1994.

DUTRA, Luís Eduardo Duque. *O Petróleo no início do Século XX: alguns elementos históricos*. *Revista Brasileira de Energia*. Rio de Janeiro, v. 4, n. 1,

p. 7-34.

FIORI, José Luís. O poder americano, 2ª Edição, Petrópolis, Editora Vozes, 2005

FLEURY, P.F, PROENÇA, A., Competitividade industrial e a gerência estratégica de operações, COPPEAD/UFRJ, Rio de Janeiro, 1991.

FREIRES, Laércio do Prado, Planejamento estratégico em organizações Complexas: na Experiência da Indústria Petrolífera, Texto de Discussão n. 361, Instituto de Economia, UFRJ, 1996.

Gazeta Mercantil, artigos selecionados.

GARVIN, David A o, Manufacturing strategix planning, California Management Review, Vo EM-28, n.3, po 62-10, Aug, 1981.

GIAMBIAGI, Fábio et al. Economia brasileira contemporânea (1945-2004). 2ª Reimpressão. Rio de Janeiro, Elsevier, 2005.

GOODMAN, GoT., KRISTOFERSON, LA, HOLLANDER, J.M., The European Transition from Oil, Social Impacts and Constrains on Energy Policy, London, Academic Press, 1981.

GOWAN, Peter. A roleta global: uma aposta faustiana de Washington para a dominação do mundo, Rio de Janeiro e São Paulo, Editora Record, 2003.

GUIMARÃES, Andréa B. S., As experiências de privatizações do setor de petróleo na Argentina e de abertura à participação do capital privado na Venezuela, Rio de Janeiro, COPPE, março de 1997.

HAYES, RH., WHELLWRIGHT. S.C., Restoring our competitive edge, J. Willey, Nova lorque, 1984.

HAYES, RH., WHELLWRIGHT. S.C., CLARK, K.B., Dinamic manufacturing, New York Free Press, capo 3, p.61-95, Nova lorque, 1988.

HSM Managment, vários exemplares, São Paulo, a partir de 1997.

JORNAL DO BRASIL, Artigos Correlacionados com o tema, a partir de 1998.

KRUGMAN, Paul R, Maurice Obstfeld, Internationam Economics, New York, Harper Collins College Publishers, 1994.

KRUGMAN, Paul R., Internacionalismo Pop, Rio de Janeiro, Editora Campus, 1997.

KRUGMAN, Paul R., Globalização & Globobagens, Verdades e Mentiras do Pensamento Econômico, Rio de Janeiro, Editora Campus, 1999.

KUPFER, David, Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil / David Kupfer e Lia Hasenclever. – Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LAZONICK, William, O'SULLIVAN, Mary, Organizationm Finance and Internacional Competition, Harvard, Havard University , 1996.

LEITE, Antonio Dias. A Energia do Brasil. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MARSHALL. P.W. et al., Operatins Management: Test and cases, Homewood, Ill: R.D. Irwin, 1975.

MARTINS L., Nação e Corporação Multinacional. Rio de Janeiro, Paz eTerra. 1975.

MATHIAS, Washington Franco; GOMES, José Maria. Matemática financeira, 3ª Edição, São Paulo, Editora Atlas S.A., 2002.

MATOS, Francisco Gomes de, Estratégia de Empresa, São Paulo, Editora Makron Books do Brasil, Segunda Edição, 1993.

MATZ, M.; AROUCA, M. C. . Tendência da Geração Distribuída no Brasil. 2004.

MATZ, M.; TOLMASQUIM, M.T. Estratégia das Empresas de Petróleo no Brasil Face a mudança do marco regulatório. 2002.

MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. Comentários à lei do petróleo: lei federal nº 9.478, de 06/08/1997. São Paulo: Atlas, 2000.

MIRANDA, Maria Augusta Tibiriçá. O petróleo é nosso: A luta contra o “entreguismo”, pelo monopólio estatal, 2ª Edição, São Paulo, Editora Ipsis, 2004.

O GLOBO, artigos correlacionados ao tema, a partir de março de 1998.

OHMAE, Kenichi. O Estrategista em Ação, São Paulo: Livraria Pioneira Editora, 1987.

Oil and Gas Databook, statistics 1998, Londres, PennWell editions, Inglaterra, 1999.

Oil and Gas Journal, vários volumes, de janeiro de 1997 em diante.

OLIVEIRA, Adilson, Internationalisation du Capital et Developpemnt Economique: L'Industrie Petroliere au Brésil, Université des Sciences Sociales de Grenoble, Faculte de Science Economiques, França, 1977.

OLIVEIRA, Ricardo Gorini, As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro, Rio de Janeiro, Planejamento Energético COPPE-UFRJ, 1999.

PENROSE E., The Large International Firm in Developing Countries. The International Petroleum Industry. London, George Allen and Unwin Ltd. 1968

PERCEBOIS, Jazques, Énergie et Théorie Économique, editora Cujas, Paris, 1997. Petroleum Economist, vários exemplares a partir de 1997.

PÉREZ, Carlota, National systems of innovationm competitiveness and technology. A discission of some concepts and theirs practical implications. ECLAC/CEP AL, 1991.

Petrobras, Relatório Anual 1997, Rio de Janeiro, Petrobras 1997.

Petrobras, Relatório Anual 1998, Rio de Janeiro, Petrobras 1998.

Petrobras, Relatório Anual 1999, Rio de Janeiro, Petrobras 1999.

Petrobras, Relatório Anual 2000, Rio de Janeiro, Petrobras 2000.

Petrobras, Relatório Anual 2001, Rio de Janeiro, Petrobras 2001.

Petrobras, Relatório Anual 2002, Rio de Janeiro, Petrobras 2002.

Petrobras, Relatório Anual 2003, Rio de Janeiro, Petrobras 2003.

Petrobras, Relatório Anual 2004, Rio de Janeiro, Petrobras 2004.

Petrobras, Relatório Anual 2005, Rio de Janeiro, Petrobras 2005.

Petrobras, Relatório Anual 2006, Rio de Janeiro, Petrobras 2006.

Revista Petrobras, vários exemplares, Rio de Janeiro, Petrobras, a partir de 1996.

PFEIL, Prof. Paulo, M.Sc. Administração financeira, Niterói, 2000.

PINA, Manuel Dias Castro. Inteligência estratégica nos negócios, São Paulo, Editora Atlas S.A., 1994.

POLLIO, Gerald, Project Finance and International energy Development, Energy Policy, Vol 6, n 9, pg 687 - 697, Londres, Inglaterra, 1998.

PORTER, Michael E, A vantagem Competitiva das Nações, Rio de Janeiro, Editora Campus, 1993.

PORTER, Michael E., 1947. Estratégia competitiva: técnicas para análise de indústrias e da concorrência / Michael R. Porter; tradução de Elizabeth Maria de

Pinho Braga. – 2.ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2004.

PULLER, Steven L., GREENING, Lorna A., Household adjustment to gasoline price change: na analysis using 9 years of US survey data, Berkeley, University of California, Energy Economics n 21 páginas 37 à 52, 1999.

RIBEIRO, Marilda R. de Sá, As joints Ventures na indústria do petróleo, editora Renovar, Rio de Janeiro, 1997.

ROSA, Luiz Pinguelli, e outros, Energia e Crise, Petrópolis, Editora Vozes, 1984.

SACHS, Jeffrey D.; LARRAIN, Felipe B. Macroeconomia. São Paulo, Makron Books do Brasil Editora LTDA.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos, Approche Évolutionniste de la Competitivité dès Activités amont de la Filière Pétrolière dans une perspective de Long Terme, Université de bourgogne, França, 1997.

Site organizacional da Chevron Brasil Ltda. Disponível em <www.texaco.com.br>. Acesso durante o ano de 2007.

Site organizacional da Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga S.A.. Disponível em <www.ipiranga.com.br>. Acesso durante o ano de 2007.

Site organizacional da Esso Brasil Ltda. Disponível em <www.esso.com.br>. Acesso durante o ano de 2007.

Site organizacional da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Disponível em <www.petrobras.com.br>. Acesso durante o ano de 2007.

Site organizacional da Repsol-YPF. Disponível em <www.repsolypf.com/br_pt/>. Acesso durante o ano de 2007.

Site organizacional da Shell Brasil Ltda. Disponível em <www.shell.com.br>. Acesso durante o ano de 2007.

SKINNER, W., Manufacturing - Missing link in corporate strategy, Harvard Business Review, p. 136-145, 1969.

SLACK, Nigel; CHAMBERS, Stuart; JOHNSTON, Robert. Administração da produção. 2ª Edição. São Paulo, Editora Atlas S.A., 2002

SOUZA, Ricardo Lima, A competitividade e a gerência estratégica de operações Rio de Janeiro, dissertação de mestrado, COPPEAD - UFRJ, 1994.

SWAMIDASS, P., NEWELL, W. Manufacturing Strategy. Environmental uncertainty and performance: path analytic model Management Science, p. 509-524, 33, 1987.

TZU, Sun; TZU, Pin. A arte da guerra – Edição Completa, São Paulo, Martins Fontes, 2004.

Varian, Al R. Microeconomia: Princípios básicos. Editora Campus.

VASCONCELLOS, Marco Antônio Sandoval de. Economia – Micro e Macro, 2ª Edição, Editora Atlas.

VASCONCELLOS, Marco Antônio Sandoval de; OLIVEIRA, Roberto Guena de. Microeconomia: Texto baseado no programa oficial para o concurso nacional de mestrado em economia da ANPEC – Associação Nacional de Centros de Pós-graduação em Economia, São Paulo, Editora Atlas S.A., 1996.

YERGIN, Daniel, O petróleo, Uma história de ganância, dinheiro e poder, editora Scritta, São Paulo, 1997.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)