

Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT
Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP
Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico - PADCT

ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXTRAÇÃO E REFINO DE PETRÓLEO*

Nota Técnica Setorial
do Complexo Químico

O conteúdo deste documento é de exclusiva
responsabilidade da equipe técnica do Consórcio. Não
representa a opinião do Governo Federal.

Campinas, 1993

Documento elaborado pelos consultores André Furtado e Newton Muller (IG/UNICAMP).

A Comissão de Coordenação - formada por Luciano G. Coutinho (IE/UNICAMP), João Carlos Ferráz (IE/UFRJ), Abílio dos Santos (FDC) e Pedro da Motta Veiga (FUNCEX) - considera que o conteúdo deste documento está coerente com o Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira (ECIB), incorpora contribuições obtidas nos workshops e servirá como subsídio para as Notas Técnicas Finais de síntese do Estudo.

CONSÓRCIO

Comissão de Coordenação

INSTITUTO DE ECONOMIA/UNICAMP
INSTITUTO DE ECONOMIA INDUSTRIAL/UFRJ
FUNDAÇÃO DOM CABRAL
FUNDAÇÃO CENTRO DE ESTUDOS DO COMÉRCIO EXTERIOR

Instituições Associadas

SCIENCE POLICY RESEARCH UNIT - SPRU/SUSSEX UNIVERSITY
INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - IEDI
NÚCLEO DE POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA - NACIT/UFBA
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA - IG/UNICAMP
INSTITUTO EQUATORIAL DE CULTURA CONTEMPORÂNEA

Instituições Subcontratadas

INSTITUTO BRASILEIRO DE OPINIÃO PÚBLICA E ESTATÍSTICA - IBOPE
ERNST & YOUNG, SOTEC
COOPERS & LYBRANDS BIEDERMANN, BORDASCH

Instituição Gestora

FUNDAÇÃO ECONOMIA DE CAMPINAS - FECAMP

EQUIPE DE COORDENAÇÃO TÉCNICA

Coordenação Geral:	Luciano G. Coutinho (UNICAMP-IE) João Carlos Ferraz (UFRJ-IEI)
Coordenação Internacional:	José Eduardo Cassiolato (SPRU)
Coordenação Executiva:	Ana Lucia Gonçalves da Silva (UNICAMP-IE) Maria Carolina Capistrano (UFRJ-IEI)
Coord. Análise dos Fatores Sistêmicos:	Mario Luiz Possas (UNICAMP-IE)
Apoio Coord. Anál. Fatores Sistêmicos:	Mariano F. Laplane (UNICAMP-IE) João E. M. P. Furtado (UNESP, UNICAMP-IE)
Coordenação Análise da Indústria:	Lia Haguenaer (UFRJ-IEI) David Kupfer (UFRJ-IEI)
Apoio Coord. Análise da Indústria:	Anibal Wanderley (UFRJ-IEI)
Coordenação de Eventos:	Gianna Sagázio (FDC)

Contratado por:

Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT

Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP

Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico - PADCT

COMISSÃO DE SUPERVISÃO

O Estudo foi supervisionado por uma Comissão formada por:

João Camilo Penna - Presidente	Júlio Fusaro Mourão (BNDES)
Lourival Carmo Monaco (FINEP) - Vice-Presidente	Lauro Fiúza Júnior (CIC)
Afonso Carlos Corrêa Fleury (USP)	Mauro Marcondes Rodrigues (BNDES)
Ailton Barcelos Fernandes (MICT)	Nelson Back (UFSC)
Aldo Sani (RIOCELL)	Oskar Klingl (MCT)
Antonio dos Santos Maciel Neto (MICT)	Paulo Bastos Tigre (UFRJ)
Eduardo Gondin de Vasconcellos (USP)	Paulo Diedrichsen Villares (VILLARES)
Fredenco Reis de Araújo (MCT)	Paulo de Tarso Paixão (DIEESE)
Guilherme Emrich (BIOBRAS)	Renato Kasinsky (COFAP)
José Paulo Silveira (MCT)	Wilson Suzigan (UNICAMP)

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	1
1. TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS DA INDÚSTRIA	24
1.1. Características Estruturais da Indústria do Petróleo	25
1.1.1. Dimensão Econômica	27
1.1.2. Caracterização tecnológica	33
1.2. Empresas Líderes e suas Estratégias	37
1.3. Fatores de Competitividade	39
2. COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA	42
2.1. O Mercado Interno de Petróleo e Derivados	42
2.2. Desempenho da Indústria	46
2.3. Capacitação Produtiva e Tecnológica da Petrobrás	49
2.3.1. Equipamentos	49
2.3.2. Recursos Humanos	53
2.3.3. Aquisição de Insumos e Controle de Qualidade	56
2.3.4. Segurança e meio ambiente	58
2.3.5. Métodos de gestão e capacitação gerencial	58
2.3.6. Esforços de capacitação em PD&E e fontes externas de conhecimento tecnológico	59
2.3.7. Atuação externa da Petrobrás	61
2.4. Estratégias da Petrobrás	63
2.5. Principais Obstáculos e Oportunidades à Competitividade	66
3. POLÍTICA INDUSTRIAL E PAPEL DO ESTADO	69
3.1. Papel do Estado	69
3.2. Políticas de Reestruturação Setorial	71
3.3. Políticas de Modernização Produtiva	78
3.4. Políticas Relacionadas aos Fatores Sistêmicos	78
4. INDICADORES DE COMPETITIVIDADE	83
5. CONCLUSÕES	84
BIBLIOGRAFIA	89
ÍNDICE DE TABELAS	91

RESUMO EXECUTIVO

1. TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS DA COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Petróleo é uma *commodity* eminentemente transnacional, característica resultante de sua distribuição geográfica desigual. Enquanto vastos recursos economicamente aproveitáveis se localizam em regiões de limitada demanda, outras, fortemente industrializadas, ressentem-se da sua inexistência. Os desdobramentos geopolíticos desse desequilíbrio natural têm sido uma constante fonte de incertezas e riscos para a atividade produtiva e têm marcado profundamente a história desse energético e do desenvolvimento mundial.

1.1. Características Estruturais do Setor

A indústria do petróleo constitui uma cadeia de atividades que vai desde a prospecção de uma jazida até a distribuição de derivados ao consumidor. Conseqüentemente, caracteriza-se por uma grande heterogeneidade tecnológica e uma vasta gama de processos produtivos. Os principais segmentos da indústria do petróleo são, à montante, exploração e produção, e, à jusante, transporte, refino e distribuição.

A indústria do petróleo apresenta uma forte concentração e verticalização englobando atividades de amplitude mundial, multiprodutos, baseadas em processos contínuos e intensivas em capital e escala. Afora essas características, apresenta ao longo de toda a cadeia de atividades grande disparidade ou desbalanceamento mundial, seja em termos da localização das reservas e das condições de exploração e transformação, seja em termos do tamanho do mercado consumidor.

A indústria do petróleo é tecnologicamente madura, evidenciado pelo fato de que apenas 0,6% do faturamento é gasto em P&D. Apesar disso, enfrenta, atualmente, importantes desafios. Dentre esses, merecem destaque o desenvolvimento de tecnologia para exploração em águas profundas (a nova fronteira tecnológica); a adequação da tecnologia do refino às demandas ambientais (diminuição do teor de enxofre e produção derivados mais leves); e a disponibilidade de investimentos para a localização e desenvolvimento de centros produtores em regiões politicamente estáveis (fora do domínio da OPEP).

1.2. Estratégias Empresariais

O progressivo alijamento das grandes empresas (*as majors*) do segmento produção, levou-as a adotar, nos anos 70, uma política de diversificação centrada sobre o próprio setor energético (carvão, urânio, etc.). Se a estratégia poderia parecer correta para um contexto de escassez e de altos preços para o petróleo, de uma maneira geral, não rendeu os frutos esperados.

Paralelamente à estratégia de diversificação dos anos 70, as grandes empresas também empreenderam uma verticalização à jusante, entrando em ramos conexos à indústria petroleira, a exemplo do petroquímico, do de fertilizantes e do farmacêutico. Embora melhor sucedidas, já nos anos 80 voltaram a investir na base tecnológica sobre a qual tinham um maior domínio, ou seja, na cadeia petrolífera.

O retorno à base tecnológica foi acompanhado por um reagrupamento empresarial, cujo ápice ocorreu em 1984. A par desse reagrupamento, na maioria das grandes empresas se observou um novo processo de verticalização, mas agora para segmentos específicos do próprio setor, como o de exploração, de refino e de comercialização. Para ocupar o lugar das *majors* na intermediação entre os países produtores e consumidores surgiram os *traders*, novos atores que se especializaram no mercado petrolífero.

A expectativa de reativação da economia mundial e do mercado petrolífero internacional dos anos 80 provocou uma mudança estrutural no setor. Companhias da Europa Ocidental, do Japão, da Austrália e de países em desenvolvimento, como do Brasil, do Kuwait, da Venezuela, do México e da Arábia Saudita aumentaram suas atividades internacionais. Os investimentos fora da área de influência da OPEP levaram à *balkanização* da produção. Enquanto isso, as grandes companhias continuaram a perder espaço no mercado internacional, detendo, hoje, apenas 16% do direito de propriedade do petróleo do mundo ocidental.

A tendência mais recente na indústria do petróleo diz respeito à penetração das empresas nacionais dos países filiados à OPEP no mercado dos países desenvolvidos. Essa penetração ocorre sob as mais diversas formas tanto na Europa Ocidental como nos Estados Unidos. A nova postura dessas empresas é condizente com a implementação de uma política de integração das atividades de refino e comercialização. A exemplo de outros atores da indústria do petróleo, são os países produtores que procuram, agora, integrar as atividades à jusante, fator decisivo para garantir o escoamento e a valorização da produção.

1.3. Fatores Determinantes da Competitividade

A competitividade na indústria do petróleo está associada fundamentalmente ao controle das reservas de bruto e, num segundo plano, ao controle de seus mercados e da tecnologia de toda a cadeia. Os países da OPEP estão bem posicionados quanto ao porte das reservas, ao passo que as grandes empresas dos países desenvolvidos ainda dominam o mercado do refino e de distribuição, ou seja, estão mais próximas do mercado consumidor final.

. Fatores internos à empresa

O porte é um fator de primeira ordem para a competitividade tanto da empresa como da indústria petrolífera de qualquer país, a exemplo das *majors*. O grande volume de capital requerido para investimentos, inclusive de risco no segmento exploração, a necessidade de capacitação tecnológica ao longo de toda a cadeia de produção e a habilitação para explorar oportunidades de compra e venda de petróleo bruto e derivados, a nível internacional, são condições que somente grandes empresas podem satisfazer.

Não obstante sua relação com o porte empresarial, a capacitação tecnológica também é outro fator relevante de competitividade das empresas do setor bem como para a inserção no mercado mundial. Ela se mostra importante tanto nos estágios à montante como à jusante da cadeia produtiva. Assim, não é de estranhar que as líderes da indústria do petróleo sejam as líderes em tecnologia dessa indústria.

. Fatores estruturais

Os fatores estruturais de maior relevância para a competitividade na indústria do petróleo são o acesso às reservas e a existência de um mercado consumidor. Os países que detêm importantes reservas ou contam com amplo mercado consumidor são os que oferecem maiores oportunidades para o desenvolvimento de uma indústria de petróleo competitiva. Esses dois fatores configuram os tipos clássicos de grandes companhias do setor: as dos países consumidores (Estados Unidos, Europa Ocidental e Japão) e as dos países exportadores de grandes volumes (OPEP e outros do Terceiro Mundo).

. Fatores sistêmicos

Os fatores sistêmicos de maior influência na indústria do petróleo são os geopolíticos. Tanto é assim, que os países produtores filiados à OPEP, com 77% das reservas de petróleo do

2. COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE EXTRAÇÃO E REFINO DE PETRÓLEO

2.1. Diagnóstico da Competitividade da Indústria Brasileira de Extração e Refino de Petróleo

. Desempenho

A produção interna de petróleo e derivados e a manutenção do suprimento de petróleo bruto importado para o Brasil são devidas, exclusivamente, à capacidade desenvolvida pela estatal Petrobrás para atuar nos diferentes segmentos da cadeia petrolífera. O desempenho da indústria de petróleo brasileira, tendo-se em conta os principais fatores de competitividade do setor, é satisfatório.

As reservas provadas de petróleo nacional duplicaram nos últimos dez anos, alcançando 3,6 bilhões bbl, equivalentes a oito anos de consumo nacional. O recente crescimento das reservas representa uma melhoria na relação reserva/produção de 12,1, em 1989, para 15,8 em 1992. As reservas potenciais, excluindo-se as situadas em lâmina d'água superior a 1000 m, são da ordem de 5,5 bilhões bbl de óleo recuperável.

O desempenho da atividade exploratória tem melhorado consideravelmente, como pode ser depreendido da relação volume de óleo descoberto/poço perfurado que aumentou de 350 mil bbl, em 1981, para 580 mil bbl, em 1990, e para 1870 mil bbl, em 1992. A relação volume de óleo/metro perfurado cresceu de 418 bbl, em 1983, para 1009 bbl, em 1990, e para 2.783 bbl, em 1992. O índice de sucesso exploratório (descobertas econômicas/poços exploratórios perfurados) da Petrobrás no mar (19,2%), é superior à média dos Estados Unidos (15,3%). A parcela substantiva da produção nacional de petróleo (70%) é marítima, acompanhando a tendência mundial. A Petrobrás é líder mundial em exploração em águas profundas.

A produção interna supre 55% do mercado nacional. O volume de petróleo importado tem sido decrescente (950 mil bbl/dia no biênio 1979/1980 contra 550 mil bbl/dia em 1992). Os custos atuais de produção de US\$ 8-10/bbl são compatíveis com os praticados fora da área dos grandes produtores e inferiores ao preço do mercado internacional. O fator de recuperação, hoje em torno de 24%, acompanha a média mundial, embora bem abaixo do alcançado por países desenvolvidos (30-40%). A perda de gás de 18%, no entanto, contrasta fortemente com

a média mundial, que é de 4%.

O parque de refino nacional vem atendendo, historicamente, a demanda interna de derivados e tem se mostrado adequado às necessidades brasileiras. Com exceção de GLP e nafta petroquímica, a Petrobrás tem conseguido garantir a auto-suficiência nacional em derivados de petróleo.

A Petrobrás é a 22ª empresa da indústria do petróleo em volume de vendas (US\$ 15,6 bilhões em 1992), o que demonstra a grande dimensão do seu mercado. Seus investimentos em exploração e desenvolvimento da produção foram de US\$ 1,6 bilhões em 1992, cifra comparável aos investimentos das *majors* nos Estados Unidos. Esses números demonstram a adequação do porte da empresa para atuar competitivamente no setor.

. Estratégias

A estratégia da Petrobrás de priorizar os segmentos de exploração e produção tem sido decisiva para o seu desempenho. O salto qualitativo mais importante obtido pela empresa é atribuído à estratégia de intensificar seus investimentos na plataforma continental a partir de 1978. A definição da Bacia de Campos alterou não somente as expectativas de existência de petróleo no país como também emprestou à empresa grande projeção internacional. Os pesados investimentos alocados à exploração e produção em Campos, que alcançaram 90% dos investimentos da empresa no início dos anos 80, têm se mostrado amplamente compensadores.

Embora opere através de subsidiárias no exterior, a Petrobrás não tem priorizado essa atuação, o que de certa forma se mostra condizente com seu objetivo de produzir petróleo no país.

A diversificação da Petrobrás para a petroquímica acompanhou a tendência mundial experimentada pelas grandes companhias petrolíferas na década de 70. Não obstante o sucesso obtido na implantação da petroquímica no país, o deslocamento de investimentos e prioridades do setor de exploração e produção para essa atividade, de certa forma retardou o desenvolvimento do setor petróleo no Brasil.

A abertura do país aos contratos de risco não induziu o aporte de investimentos no montante esperado nem alterou substancialmente o potencial petrolífero do país. No entanto, esses contratos estimularam a abertura de novas áreas de interesse para a exploração, como é o caso da Bacia de Santos.

. Capacitação produtiva, tecnológica e gerencial

Embora em níveis diferenciados, a Petrobrás detém expressiva capacitação para atuar nos diversos segmentos da cadeia petrolífera. Certamente, é na área de exploração que a empresa está melhor capacitada, como atestam os indicadores de desempenho. Possui um excelente apoio computacional, inclusive um supercomputador, que lhe permite realizar processamento sísmico 3D.

Na área de perfuração possui 27 sondas, dentre as quais 5 semi-submersíveis de posicionamento dinâmico para operação *offshore*. Quanto à produção, somente na Bacia de Campos (60% da produção nacional) existem 24 plataformas em operação, 340 poços, 168 árvores de natal molhadas e uma rede de tubulações e cabos rígidos e flexíveis da ordem de 2500 km.

Tanto a ampliação das reservas quanto da produção de petróleo nacional se devem à capacitação tecnológica da Petrobrás para atuar na área de fronteira marítima. Nessa área, a empresa vem sendo muito bem sucedida, inclusive recebendo premiação internacional por seu desenvolvimento tecnológico. É a líder mundial em tecnologia de produção em águas profundas. Contudo, as áreas de perfuração e produção ressentem-se de um certo atraso na introdução de automação e de métodos produtivos mais modernos.

O parque nacional de refino é de porte adequado, com uma capacidade de destilação diária de óleo cru de 1,4 milhões bbl. A Petrobrás ocupa a 9ª posição em capacidade de refino, detendo 1,9% da capacidade mundial. Esse percentual sobe para 3,1% quando se trata da capacidade de craqueamento catalítico. A capacidade de conversão secundária no refino (25%) é alta, superior mesmo a da Europa (20%). A Petrobrás tem conseguido se adaptar às mudanças do perfil de consumo, especialmente quanto ao diesel. Isso, entretanto, tem se verificado, parcialmente, às custas da alteração das especificações dos derivados para incorporar outras frações.

A empresa acusa, no entanto, um certo atraso na atualização tecnológica das áreas do *down-stream*. Os sistemas de automação estão sendo renovados, com a implantação de *SDCD* nas refinarias mais importantes. No entanto, essa automação cobre apenas 20% das plantas. As unidades de hidrefino, importantes para a redução da carga poluidora dos derivados, ainda são em pequeno número. O teor médio de 0,7% de enxofre no diesel é superior aos permissíveis nos países desenvolvidos (0,3%).

Os sistemas de transporte e estocagem não foram substancialmente alterados desde a

década de 70. O crescimento da produção interna tem exigido, contudo, novos investimentos no segmento, que estão sendo gradualmente implementados. Contudo, verificou-se um certo atraso na automação nesse segmento.

A Petrobrás investiu 0,7% do seu faturamento em P&D em 1992, o que a coloca em posição ímpar no país e entre as empresas da indústria do petróleo que mais investem nessas atividades.

Recentemente, respondendo aos estímulos das políticas governamentais, a Petrobrás tem se empenhado em introduzir modernos métodos de gestão para reduzir custos e melhorar a segurança em suas atividades. A substancial redução do número de empregados, 20% em três anos, sem prejuízo do nível de atividade, indica aumento de produtividade. Atendendo às pressões da sociedade, a empresa tem aumentado seus investimentos na área ambiental (4% do orçamento de 1993).

A análise da capacitação produtiva e tecnológica da Petrobrás indica que a empresa se destaca, no âmbito nacional e internacional, pelo alto nível alcançado, principalmente no *up-stream*. Porém, enfrenta alguns problemas de atualização tecnológica no *down-stream*.

2.2. Oportunidades e Obstáculos à Competitividade aqui

Os fatores empresariais e estruturais favoráveis para que o Brasil incremente a produção de petróleo são:

. Elevado grau de concentração e de verticalização da indústria, inclusive para que essa se apresente como um interlocutor expressivo no mercado internacional. Quanto a esse aspecto, a Petrobrás ocupa, a nível mundial, o nono lugar em capacidade de refino, o décimo segundo lugar em volume de reservas e o vigésimo lugar na produção de petróleo bruto.

. Elevada capacitação produtiva e tecnológica na produção *offshore*, que tem permitido a Petrobrás aumentar a cobertura da demanda interna e se destacar tanto no âmbito nacional como internacional.

O maior obstáculo à competitividade enfrentado pela empresa é, atualmente, o constrangimento de seus investimentos. Decorrem esses da brutal queda no faturamento (Tabela 1) e do débito de US\$ 3,8 bilhões do Tesouro Nacional (contas petróleo, álcool e dívidas das estatais) com a empresa. Esse constrangimento tem prejudicado a plena utilização

do potencial de expansão que a capacitação tecnológica da empresa possibilita. A tecnologia para exploração em profundidades até 1000 m, desenvolvida e patenteada pela empresa, não está sendo utilizada por falta de recursos. Da mesma forma, a limitação de investimentos vem causando sérios obstáculos à atualização do "hardware", cujo nível de modernização não acompanha os avanços tecnológicos da empresa.

TABELA 1
FATURAMENTO E INVESTIMENTO DA PETROBRÁS DE 1980-92

faça gráfico

Anos	US\$ bilhões de 1992				
	1980	1982	1987	1990	1992
Faturamento	28,9	28,6	23,1	13,2	15,6
Investimento	1,9	4,3	2,7	1,7	2,1

Fonte: Petrobrás

Para ampliar a capacidade produtiva para 1 milhão bbl/dia e 38 milhões m³/dia de gás até 1997, atualizar equipamentos, adequar a estrutura de refino ao petróleo nacional e às normas ambientais, e ampliar o sistema de transporte seriam necessários investimentos da ordem de US\$ 15,7 bilhões, num prazo de quatro anos (Tabela 2).

A instabilidade gerencial é outro fator de grandes repercussões negativas interna e externamente à Petrobrás. Mesmo considerando a estabilidade do seu quadro técnico, as constantes ingerências do Estado no mais alto escalão gerencial é um obstáculo de vulto à consecução das metas e estratégias da empresa.

A existência de uma indústria de bens de capital e de engenharia no país favoreceu a consolidação de uma importante rede de fornecedores para a indústria do petróleo. Essa rede de empresas fornecedoras contribuiu para o sucesso produtivo e tecnológico da Petrobrás.

Os fatores sistêmicos atuam de forma contraditória sobre a competitividade da indústria do petróleo.

Se por um lado, o porte da economia brasileira, com seu grande mercado interno, é um fator que favorece o bom desempenho da empresa, por outro, a falta de uma política industrial e o continuado uso dos preços dos derivados como instrumento de política anti-inflacionária são fatores que o prejudicam. Os preços dos derivados vêm sendo sistematicamente reajustadas abaixo do custo do barril importado, gerando importantes dívidas do Tesouro com a empresa. Da mesma forma, as sucessivas quedas do valor real do dólar e do preço do petróleo, que

3. POLÍTICA INDUSTRIAL E PAPEL DO ESTADO

3.1. Papel do Estado

Como em quase todos os países, é intensa a participação do Estado na indústria energética brasileira. Para o setor elétrico, define tarifas a serem praticadas até mesmo pelas empresas regionais. Para o setor carvoeiro estipulou, até recentemente, o nível da produção e os preços. Do mesmo modo, a participação de empresas estatais no setor energético brasileiro também pode ser considerada histórica. Nesse contexto, particularizam-se a indústria nuclear e a do petróleo, cujos monopólios foram instaurados após intensos debates e campanhas populares.

A intervenção do Estado no setor petróleo, muito mais do que em qualquer outro setor produtivo da economia brasileira, foi fundamental para o estabelecimento da indústria petrolífera no país. Historicamente, o padrão de intervenção pautou-se nos seguintes parâmetros institucionais:

Parâmetros Institucionais

Exploração-Produção - Monopólio entre 1953 e 1975. Em 1975, foi permitida a participação estrangeira na atividade exploratória através dos contratos de risco. No entanto, a Constituição promulgada em 1988 restaurou o monopólio nessas atividades.

Refino-Transporte-Estocagem - Monopólio desde 1953. As modificações sugeridas pela proposta de emenda constitucional do governo Collor, previam a abertura dessas atividades às empresas privadas nacionais e/ou internacionais.

Distribuição - Nunca se constituiu em monopólio e vem funcionando através de um sistema de concessão, onde participam, inclusive, empresas multinacionais.

Adicionalmente, desde a criação do CNP, em 1938, o Estado institucionalizou o controle das tarifas dos derivados no setor petróleo. Essas tarifas têm sido usadas como instrumento privilegiado de política econômico-industrial e, nas últimas duas décadas, como instrumento de política anti-inflacionária. De 1987 até 1991, essa situação se agravou na medida em que os preços dos derivados acumularam uma enorme defasagem em relação a

inflação. Essa política afetou negativamente o desempenho da Petrobrás nos últimos anos, pois comprimiu a sua capacidade de investimento. Não há dúvida que esta tem sido a principal forma de interferência do Estado sobre o desempenho da empresa. Paradoxalmente, apesar do atual governo ter manifestado interesse em recompor as tarifas públicas, este intento ainda permanece limitado pelas restrições da política anti-inflacionária em curso.

Pode-se afirmar que nem só as campanhas de fundo nacionalista forjaram a participação do Estado na indústria petrolífera nacional. O desinteresse das companhias estrangeiras em prospectar petróleo no Brasil muito contribuiu para que o Estado assumisse a iniciativa de sua exploração e de execução das etapas posteriores de sua industrialização.

Somente com a crise do petróleo dos anos 70 e a identificação de bacias petrolíferas *offshore*, as empresas estrangeiras manifestaram o interesse pela exploração de petróleo no Brasil. Abriu-se, então, o país aos contratos de risco, primeira e única flexibilização introduzida no monopólio exercido pela Petrobrás.

No entanto, os investimentos estrangeiros não alcançaram a ordem de grandeza esperada. Os resultados das pesquisas realizadas pelas empresas estrangeiras pouco contribuíram para o aumento das reservas nacionais de petróleo, mas tiveram um certo impacto sobre as de gás natural, que aumentaram em cerca de 8%. Com relação a esses aspectos, é importante ressaltar que o Brasil se abriu aos contratos de risco no momento em que o capital estrangeiro saía em busca de novas reservas no mundo em desenvolvimento. Mas, se outras regiões da América Latina receberam inversões de porte, os contratos de risco no país não mereceram mais do que US\$ 1,2 bilhões por parte dos investidores internacionais e 0,5 de investidores nacionais. Mesmo assim, esses contratos tiveram a função de abrir novas regiões para a pesquisa exploratória, como foi o caso da Bacia de Santos, onde a Pecten está investindo no desenvolvimento do campo de gás de Merluza. A partir dessa descoberta, a Petrobrás intensificou atividades exploratórias nessa bacia que conduziram à descoberta de novos campos, como o de Tubarão.

O fato é que, transcorridos quarenta anos da instauração do monopólio do Estado sobre essa fonte de energia no país, poucos foram os momentos de debate sobre a pertinência e oportunidade do Estado continuar atuando intensivamente no setor.

A Constituição de 1988, motivada, possivelmente, pelo pequeno sucesso dos contratos de risco em atrair capital internacional ou em ampliar as reservas de petróleo nacional, proibiu a celebração de novos contratos. Voltou a caber exclusivamente à Petrobrás a missão de prospectar petróleo em todo território nacional.

A partir de 1990, teve início o Programa Nacional de Desestatização, recolocando-se a questão da participação do Estado no setor energético, mais especificamente, na indústria do petróleo. Isso significa, antes de tudo, rediscutir o monopólio e o papel exercido pela Petrobrás como sua executora, o que será tema relevante na próxima revisão constitucional.

3.2. Políticas de Reestruturação Setorial

A análise das tendências internacionais e o diagnóstico da indústria brasileira do petróleo mostram que são três as condições fundamentais para o incremento da sua competitividade:

- . prática de preços reais para os derivados;
- . integração produtiva na cadeia petrolífera; e
- . autonomia gerencial.

O debate institucional em torno do futuro da indústria de petróleo brasileira se estrutura em torno de algumas alternativas, entre as quais a quebra do monopólio, parcial ou completa, a privatização, o desmembramento da Petrobrás ou ainda um arranjo entre essas.¹

A discussão dessas alternativas, sob a forma de cenários, será apresentada a seguir. Cabe ressaltar que a análise toma por pressuposto que o monopólio do subsolo por parte da União não será modificado na próxima revisão constitucional. Além disso, a análise tem por foco a competitividade da indústria brasileira do petróleo, enfatizando as relações industriais ao longo da cadeia petrolífera. Com relação a esse último ponto, a possível privatização da Petrobrás é abordada do ponto de vista da indústria do petróleo e não como uma possível contribuição para o equacionamento da problemática macroeconômica.

1. Manutenção do monopólio

Do ponto de vista estritamente industrial, o monopólio assegura níveis de escalas operacionais e de integração da cadeia produtiva. Favorece a realização de planejamento de longo prazo criando condições para a competitividade do setor petróleo. Além disso, supre as

¹ Vale lembrar que o fim do monopólio estatal do petróleo foi postulado no "emendão" constitucional proposto pelo governo Collor. Nele foi sugerido o retorno dos contratos de risco para exploração e desenvolvimento de novos campos e a abertura à participação de empresas nas atividades de refino e transporte. A área de produção seria reservada à atuação da Petrobrás.

lacunas ainda existentes no aparato regulatório dessa indústria no país.

No entanto, de um ponto de vista mais amplo, a manutenção do monopólio, sem mudanças no relacionamento da Petrobrás com o governo, teria como consequência mais evidente o cerceamento ao pleno desenvolvimento da indústria no país. A empresa continuaria com problemas de recursos para realizar os seus investimentos e a sofrer os efeitos da interferência política na sua administração. A longo prazo, essa situação poderá levar a uma ruptura da capacidade produtiva, implicando a necessidade de importações crescentes de bruto e, até mesmo, de derivados.

A alternativa seria a manutenção do monopólio com o estabelecimento de um efetivo contrato de gestão. Através desse instrumento a Petrobrás estaria em melhores condições de atingir as suas metas e ampliar sua capacidade produtiva e capacitação tecnológica. Nesse cenário, a necessidade de incrementar o aparato regulador do Estado estaria relacionado aos parâmetros definidos no contrato de gestão.

Com efeito, os contratos de gestão podem representar um novo elemento de equilíbrio entre governo e estatais. Originários da experiência francesa, permitem uma maior transparência no relacionamento entre as partes, concedendo às empresas públicas uma gestão autônoma. Através desses contratos são realizadas amplas negociações visando a fixação das metas produtivas e de outros objetivos (como produtividade, salários, preços, etc.) e o grau de autonomia permitido às estatais. Seria desejável que representantes dos trabalhadores e da sociedade civil participassem da formulação desses contratos.

A celebração de contratos de gestão no Brasil, embora tenham sido objeto de Lei, tem sido postergada em virtude de dificuldades ligadas a negociação de seus pontos centrais. Para a Petrobrás, o governo deveria fixar nesses contratos regras de preços reais para os derivados, enquanto a empresa se comprometeria a obter resultados significativos.² Paradoxalmente, o governo, ao exigir maior transparência dos indicadores de desempenho produtivo da empresa para discutir uma nova forma de gestão, insiste em continuar orientando sua política salarial e empregatícia.³ O impasse persiste, apesar dos contratos de gestão serem uma importante inovação para o quadro institucional brasileiro, especialmente no que se refere a autonomia gerencial.

² A Petrobrás se comprometeria a realizar uma produção de 1 milhão de bbl/dia em 1994, a manter uma relação reservas/produção satisfatória, a reduzir o custeio da empresa, a diminuir o índice de enxofre no diesel, entre outros.

³ Por exemplo, as constantes mudanças no mais alto escalão da Petrobrás ocorridas nos dois últimos anos (quatro presidentes) demonstram a utilização política desse cargo.

Vale a pena ressaltar, também, que a continuidade do monopólio poderia limitar a internacionalização da Petrobrás. O acesso à exploração de campos em outros países poderia contribuir para a competitividade da empresa que, ao mesmo tempo, poderia obter financiamentos externos com maior facilidade. Acredita-se que a condição de monopolista obriga a empresa a focar preferencialmente o mercado interno, relegando a um segundo plano uma maior inserção no mercado externo.

2. Quebra do monopólio

Uma experiência de flexibilização do monopólio no segmento exploração já foi praticada por ocasião dos contratos de risco na década de 70. Na medida em que, potencialmente, incentivaria a ampliação dessas atividades no plano interno, atenderia a interesse maior do país. Evidentemente que, para a Petrobrás, os contratos de risco devem ser vistos como um instrumento exclusivamente empresarial. De todo modo, a quebra do monopólio nesse segmento não traria maiores consequências para a regulação da indústria no país, haja vista a experiência adquirida pela Petrobrás ao tratar com contratos de risco.

A quebra completa do monopólio teria efeitos profundos na indústria brasileira do petróleo. Primeiro, o Estado teria que exercer efetivamente o papel de agente regulador. Até o presente, como Estado e indústria nacional se articulam via monopólio, a empresa estatal vem desempenhando as funções produtivas e reguladoras do setor. Sem o monopólio, o Departamento Nacional de Combustíveis, ou outro órgão a ser criado, teria que assumir a regulação. Segundo, ficaria também a cargo do governo a função ordenadora do setor bem como a de estruturar esse serviço no país. Entre as funções de regulação e planejamento que o Estado passaria a assumir merecem destaque:

- . acompanhar as atividades de exploração das bacias e dos campos de petróleo e gás existentes no país, cuidando para que sejam racionais;
- . otimizar os sistemas de refino e de transporte;
- . evitar crises de abastecimento e oscilações bruscas de preços

As dificuldades inerentes à estruturação de um órgão técnico-regulador eficiente podem representar um fator de risco ao ser quebrado o monopólio. O Estado deve se capacitar para assumir funções de controle de depleção dos poços, de acompanhamento dos custos de produção para exercer uma fiscalização efetiva, entre outras. Outra questão de complexo equacionamento seria a de garantir a distribuição dos derivados por todo território nacional sem a desigualização dos preços.

Do ponto de vista industrial, a quebra do monopólio poderia levar a que determinados segmentos da cadeia petrolífera venham a se tornar mais atraentes para as empresas privadas, que neles concentrariam seus investimentos. Com efeito, no curto prazo, não devem ser esperados investimentos privados ao longo da cadeia petrolífera como um todo. A relativa estagnação da economia brasileira e, principalmente, a perspectiva de ter que competir com a Petrobrás, já estabelecida em toda a cadeia, são fatores que justificam esse entendimento.

Essa situação levaria a maiores lucros em segmentos específicos e abandono ou desinvestimentos naqueles menos rentáveis. Ao Estado ou à empresa estatal, com certeza, caberiam esses investimentos. Além disso, no longo prazo, contrapõe-se às características estruturais do setor, que tem na verticalização fator fundamental de competitividade.

É provável que, com a quebra do monopólio, as distribuidoras, em sua maioria filiais de multinacionais, tentem captar fatias crescentes do mercado interno se abastecendo em suas refinarias no exterior; o resultado seria a desverticalização parcial da indústria nacional. Cabe ressaltar que essas empresas têm vantagens competitivas na área de refino por já terem modernizado seus parques no exterior, em particular, no que se refere à adequação a normas ambientais.

Nesse contexto, um problema adicional diz respeito a possibilidade de ocorrência de *dumping* de derivados praticado pelas empresas internacionais, em função da elevada capacidade ociosa existente no mercado mundial. Essa possibilidade agravaria o risco de desverticalização, fato que exigiria uma atuação adequada das autoridades governamentais.

No que concerne à Petrobrás, não há dúvida que a empresa teria maiores possibilidades de obter níveis de rentabilidade compatíveis com os padrões internacionais da indústria. A empresa não teria que assumir atividades que lhe causam prejuízos na distribuição e na venda de derivados. Essas atividades teriam que passar a ser remuneradas pelo Estado. Além disso, com outras oportunidades, poderia deixar para um segundo plano a produção de petróleo no Brasil, desviando investimentos necessários ao desenvolvimento de novas bacias. Ainda nessas circunstâncias seria de se esperar que a Petrobrás se desinteressasse pela prospecção de petróleo em áreas de custo elevado (Amazonas e Bacia do Paraná). Em resumo, a perda de parte do mercado ou de competitividade em determinados segmentos, qualquer que sejam os motivos, abriria também para a Petrobrás a perspectiva de se concentrar nos mais rentáveis, podendo se refletir em futuras dificuldades para o abastecimento do mercado interno.

As reservas existentes na Bacia de Campos, provadas e potenciais, são grandes e requerem, por sua vez, investimentos de porte. A quebra do monopólio possibilitaria à

Petrobrás se associar com empresas multinacionais para desenvolvê-las. Não são óbvios, no entanto, os ganhos que a estratégia de associação pode proporcionar à empresa. Tal dependeria, acima de tudo, de compatibilizar, caso a caso, os interesses envolvidos.

A possibilidade de internacionalização é sempre apontada como o caminho natural de uma empresa competitiva. Não resta dúvida, a Petrobrás desenvolveu competência para atuar no exterior, embora essa atuação venha se dando muito mais como forma de utilizar sua capacidade ociosa em determinados segmentos, como no de engenharia. Não se pode desconhecer, contudo, que existem limitações à capacidade de expansão externa, em grande parte decorrentes da maior ordem de grandeza dos recursos requeridos. Já a expansão externa na América Latina— no Mercosul em particular — é, certamente, mais viável por apoiar-se em claras economias de integração. De fato, a integração regional entre oferta e demanda de energéticos na América do Sul já se constitui uma importante oportunidade a ser explorada. Acordos como os celebrados entre o Brasil e a Bolívia, para a construção de um gasoduto, são indicadores desse potencial. Na esteira desse acordo, a Petrobrás está cada vez mais interessada em investir em exploração e produção na Bolívia e no Norte da Argentina. No entanto, apesar da política de integração, existem fatores que podem limitar essa expansão, como por exemplo, o grande mercado consumidor de gás na Argentina.

É inegável, no entanto, que o cenário contempla o risco de, a longo prazo, ser reduzida a segurança do abastecimento energético do país. Isso porque, num contexto de crescimento do mercado interno de derivados, a tendência seria de aumentar o coeficiente de importações. Essa evolução não seria desejável por expor a economia brasileira a possíveis choques futuros do petróleo, possibilidade que não pode ser descartada. De fato, os fatores geo-políticos continuam atuando fortemente na indústria do petróleo, não podendo ser descartada a possibilidade da retomada da importância da OPEP.

No plano interno, aumenta a probabilidade de desabastecimento, principalmente em regiões onde o custo de distribuição é alto. Também a exploração irracional de reservatórios, em função de lucros mais fáceis, pode se configurar. Como já enfatizado, o cenário pressupõe como condição a presença do Estado exercendo adequado papel regulatório.

3. Quebra do monopólio com privatização

A privatização não implica, necessariamente, que o Estado abandone completamente o setor, ou que não mantenha sob seu controle considerável parcela do conjunto acionário. Basta guardar uma participação minoritária que lhe permita exercer o controle efetivo da empresa. Isso seria obtido através de uma *golden share*, ou seja, do controle majoritário sobre as ações

com direito especiais. O caso das privatizações da BP e da YPF são esclarecedores a esse respeito.

O grande problema da privatização em bloco da empresa é o montante de recursos envolvidos. Não é esperado que grupos nacionais tenham capacidade de mobilizá-los. Sendo assim, restaria a privatização em partes dos ativos produtivos da empresa.

A proposta de desmembramento é colocada como sendo necessária para que outras empresas tenham condições de competir no setor. As atividades de exploração e produção, refino e transporte passariam a atuar autonomamente, estabelecendo-se preços de mercado em cada um desses segmentos. Assim, poderiam ser melhor conhecidos custos e lucros em cada um deles, possibilitando controles mais efetivos sobre as diversas empresas existentes. Nesse cenário, mesmo que uma empresa atue em mais de um segmento, espera-se que uma maior autonomia proporcione o ganho de eficiência propalado.

Com relação as premissas adotadas nesta análise, a questão central a ser considerada no debate sobre as alternativas de privatização é o efeito sobre o grau de integração da indústria.

Sabe-se que o planejamento estratégico integrado e a transferência de recursos entre segmentos são importantes mecanismos de desenvolvimento das empresas líderes do setor petróleo, inclusive da manutenção de sua rentabilidade. Perdas à montante são compensadas com lucros à jusante e vice-versa. Assim, o risco envolvido no desmembramento da indústria é o da perda de competitividade por parte dessas empresas fragmentadas e, em decorrência, da indústria como um todo.

A rigor, esse raciocínio é igualmente válido no que diz respeito à privatização das subsidiárias da Petrobrás que atuam na indústria química. A Petrobrás, seguindo os passos das grandes empresas de petróleo, diversificou-se para o setor químico, em busca do aproveitamento das sinergias derivadas da similaridade da base técnica entre os dois setores e da forte economia de integração existente ao nível de capacitação tecnológica e produtiva. Entende-se que a integração petróleo-petroquímica favorece a competitividade de ambos os setores.

Os diferentes cenários discutidos permitem destacar os seguintes pontos:

i) o debate sobre quebra do monopólio deve ser colocado num contexto no qual as variáveis política tarifária e autonomia da Petrobrás sejam as mais relevantes. Também a capacidade do Estado em assumir funções reguladoras, fiscalizadoras e ordenadoras do setor é

de suma importância:

ii) a quebra do monopólio como meio de alcançar uma maior competitividade não é evidente. Mesmo sem o monopólio é muito provável que a Petrobrás o mantenha na prática, caso não seja desmembrada;

iii) a opção pelo desmembramento da Petrobrás não tem suporte nas características principais de estruturação da indústria internacional. Não se espera dessa opção quaisquer tipos de ganhos competitivos individuais para as empresas que vierem a ser criadas ou para a indústria do petróleo em seu conjunto.

Em consonância com os comentários realizados recomenda-se:

a) Os benefícios e riscos existentes nos diferentes cenários devem ser motivo de constantes avaliações e de ação reguladora do Estado. Na hipótese de quebra do monopólio, essa deve ser promovida mediante uma política de flexibilização progressiva. Essa flexibilização deveria se iniciar pelas atividades de risco no segmento exploração e desenvolvimento, e pela permissão para a formação de *joint-ventures*, mantendo a Petrobrás o exercício da função reguladora. Na medida que a capacidade reguladora do Estado fosse se consolidando, a flexibilização poderia ser estendida a outros segmentos.

b) Maior autonomia empresarial para a Petrobrás através da implantação efetiva do contrato de gestão, independentemente do encaminhamento a ser dado à questão do monopólio. Tal contrato, poderia, inclusive, regular o engajamento internacional da empresa sem comprometer o abastecimento do mercado interno.

c) Não implementar propostas que visem o desmembramento da Petrobrás, o que iria contra a tendência majoritária de verticalização que caracteriza essa indústria desde os seus primórdios. A verticalização é condição essencial para a manutenção da competitividade das empresas do setor.

d) Incentivar a internacionalização da Petrobrás dentro do quadro da América Latina e, particularmente, no Mercosul.

e) Aperfeiçoar o aparato estatal dotando-o de estrutura técnica-regulatória adequada para assegurar a implementação das orientações da política para o setor.

3.3. Políticas de Modernização Produtiva

O Plano Brasileiro de Qualidade e Produtividade (PBQP) tem tido importantes desdobramentos na Petrobrás, incentivando uma maior preocupação com a qualidade dos produtos e com a segurança nos processos produtivos. Na esteira do PBQP, estão sendo implantados, na empresa, diversos programas para o desenvolvimento e difusão de métodos de gestão, de controle de qualidade de seus produtos, e para o aprimoramento da segurança industrial. Insere-se aí, também, a maior atenção para as questões de natureza ambiental no processo produtivo.

No âmbito da Política Industrial e de Comércio Exterior (PICE), o processo de abertura das importações vem tendo reflexos importantes na empresa. A redução das exigências necessárias para a importação de equipamentos e a queda das tarifas aduaneiras facilitaram o acesso e diminuíram os custos dos equipamentos necessários para a modernização da empresa.

Pode-se assim afirmar que essas duas políticas governamentais têm tido reflexos dos mais positivos na modernização da empresa.

3.4. Políticas Relacionadas aos Fatores Sistêmicos

A política de tarifação dos derivados é o principal instrumento de atuação do Estado sobre o desempenho econômico-financeiro da Petrobrás, dada a importância que os recursos próprios assumem para o financiamento da empresa. A legislação existente estabelece que o VMR (Valor Médio de Referência) dos derivados deve ser equivalente ao preço do petróleo importado, mais o frete, mais custo de refino, transporte e estocagem. Essa fórmula parece adequada ao se considerar que 45% do petróleo consumido no país é importado e que o preço deve sinalizar ao consumidor o custo marginal. Se o VMR fosse aplicado de fato, permitiria aumentar em 30% o faturamento da Petrobrás, viabilizando o seu programa de investimentos. Entende-se, assim, que o estabelecimento de tarifas reais para os derivados, com base no preço de importação, é de fundamental importância para políticas relacionadas aos fatores sistêmicos.

A formulação da tarifa média conforme o estabelecido permite ao Estado uma certa flexibilidade para ajustar os preços de cada derivado, inclusive para realizar subsídios cruzados. Os ajustamentos de preços devem fazer parte de uma política transparente e global que atenda interesses sociais.

A formulação tarifária, além de tudo, tem que contemplar a remuneração adequada da

empresa, para o que deve ser também levado em consideração os preços diferenciais dos derivados. Uma observação acurada da atual realidade tarifária dos derivados mostra que poucos são os que têm valor de venda superior a tarifa média, gerando excedentes para compensar os demais.

A adoção efetiva dos preços internacionais do bruto na formulação da política de tarifas teria a vantagem de eliminar o crescimento cumulativo da dívida do Tesouro com a Petrobrás. Porém, subsiste a questão dos débitos acumulados para os quais deverá ser negociada uma solução. Essa pode vir da exoneração fiscal ou através do aumento das tarifas.

Se o preço internacional do petróleo é um parâmetro central para a determinação da rentabilidade da empresa estatal, a taxa de câmbio igualmente influi nesse resultado. De modo que se recomenda uma política de câmbio que acompanhe a inflação interna.

As políticas públicas relacionadas com a capacitação tecnológica nacional e com o desenvolvimento industrial do país têm forte influência sistêmica na indústria do petróleo. Embora não tenham sido específicas para o setor, complementaram o esforço de capacitação próprio da empresa. Essas políticas fomentaram a indústria de bens de capital e incentivaram o estabelecimento do atual sistema de pós-graduação no país. Recentemente, essas políticas foram seriamente afetadas por cortes nos gastos públicos. Recomenda-se o revigoramento desses mecanismos de atuação do Estado.

Quanto a uma política de capacitação tecnológica específica para a indústria do petróleo, recomenda-se um maior engajamento governamental. Os programas de desenvolvimento tecnológico da empresa precisam do apoio mais decisivo das agências de fomento governamentais, através da instrumentalização e efetivação do Programa de Apoio à Capacitação Tecnológica da Indústria (PACTI).

As pressões de natureza ambiental são externalidades de primeira ordem a influenciar a trajetória da empresa. Induzem a empresa a buscar maior eficiência, qualidade e segurança. A legislação existente no país em matéria ambiental é avançada e está sendo cada vez mais internalizada na empresa. Recomenda-se que parâmetros ambientais referentes à qualidade dos carburantes sejam objeto de negociação nos contratos de gestão.

3.5. Proposição de Políticas para Indústria do Petróleo - Quadro Sinótico

OBJETIVOS / AÇÕES DE POLÍTICA	AGENTE/ATOR					
	EXEC	LEG	EMP	TRAB	ASSOC	ACAD
1. REESTRUTURAÇÃO SETORIAL						
Objetivo: Manter a estrutura verticalizada com maior autonomia empresarial e gerencial						
Ações:						
- não promover o desmembramento da Petrobrás	x	x				
- implementação efetiva de contrato de gestão	x	x	x	x		
- incentivar internacionalização da Petrobrás na América Latina e Mercosul	x		x			
Objetivo: No caso de quebra do monopólio, garantir a regulação do setor						
Ações:						
- flexibilização gradual do monopólio, através de contratos de risco e joint-ventures	x	x	x			
- aperfeiçoamento do aparato normalizador e ordenador das atividades do setor	x	x	x			
- avaliação permanente dos benefícios e riscos envolvidos em cada alternativa institucional	x	x	x	x	x	x
2. MODERNIZAÇÃO PRODUTIVA						
Objetivo: Fortalecer a capacitação tecnológica						
Ações:						
- manutenção dos investimentos em P&D				x		x
- ampliação dos investimentos em qualidade				x	x	
- aumento dos níveis de automação				x	x	
- redução da carga poluidora dos derivados				x		
3. FATORES SISTÊMICOS						
Objetivo: Promover a saúde financeira da empresa						
Ações:						
- política de preços reais	x	x				
- manutenção de taxa de câmbio real	x					
- liberar as restrições ao financiamento junto a instituições públicas	x	x				
- regularização das dívidas do setor público	x					
Objetivo: Facilitar o fortalecimento da capacitação tecnológica						
Ações:						
- implementação da lei de incentivos fiscais à capacitação tecnológica	x			x		x
- apoio à pós-graduação	x			x		x
- efetivação do PACTI	x			x		x
Legendas:	EXEC - Executivo LEG - Legislativo EMP - Empresas e Entidades Empresariais TRAB - Trabalhadores e Sindicatos ASSOC - Associações Cívicas ACAD - Academia					
Nota: Em caso de coluna em branco, leia-se "sem recomendação".						

4. INDICADORES DE COMPETITIVIDADE

Exploração:

- nível das reservas
- óleo descoberto/poço perfurado
- Reservas/Produção ou Consumo

- Gastos em Exploração/Reservas Descobertas

Produção:

- Custo (Exploração + Desenvolvimento + Operacional)/bbl

- Fator de Recuperação
- % de Perdas de Gás Natural
- Capacidade de Produção

Refino:

- Capacidade de Destilação
- Capacidade de Conversão
- Capacidade de Hidrotratamento
- Custo do Refino
- Consumo Energético das Refinarias

Transporte e Estocagem

- Capacidade de Estocagem
- Sistema de Dutos
- Frota de Navios
- Custo de Transporte

1. TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS DA INDÚSTRIA

Petróleo é uma *commodity* eminentemente transnacional, característica resultante de sua distribuição geográfica desigual. Enquanto vastos recursos economicamente aproveitáveis se localizam em regiões de limitada demanda, outras, fortemente industrializadas, ressentem-se da sua inexistência. Os desdobramentos geopolíticos desse desequilíbrio natural têm sido constante fonte de incertezas e riscos para a atividade produtiva e têm marcado profundamente a história desse energético e do desenvolvimento mundial.

Pelas disparidades que lhe são peculiares, a indústria do petróleo requer um certo grau de organização, sem o qual a guerra de preços se estabelece, suscitando, inexoravelmente, forças para restaurar uma certa disciplina. Essa pode ser apontada como principal razão pela qual essa indústria, em seus 130 anos de existência, conviveu com um sistema concorrencial por menos de um quarto de sua história.⁴ No restante, esteve submetida a um controle mais ou menos limitado, tanto por parte de empresas privadas, tanto por parte de um número restrito de países que utilizaram seu poder sobre a produção mundial para adequar os preços do petróleo aos seus interesses.

Os choques do petróleo na década de 70 ocasionaram alterações profundas na economia mundial e também no setor. Para esse último, significaram a atomização da oferta e a abrupta ociosidade da capacidade de produção do bruto em face da retração da demanda mundial. A consequência foi a estabilização dos preços de comercialização do petróleo, que vêm se mantendo em patamar inferior aos US\$20/bbl desde 1986, a não ser no curto período em que se deu o confronto no Oriente Médio, na segunda metade de 1990.

A situação de estabilidade, entretanto, mostra-se frágil à luz da distribuição geográfica das reservas de petróleo convencional e da continuada insistência, dos países produtores filiados à OPEP, em controlar preços via limitação da produção.

Em termos gerais, a indústria do petróleo é caracterizada como de amplitude mundial, multiprodutos, intensiva em capital, na qual os Estados Unidos desempenham papel central. Afora essas características, o setor apresenta ao longo de toda a sua cadeia de atividades forte disparidade ou desbalanceamento mundial, seja a nível de localização das reservas, das condições de exploração ou de transformação.⁵

⁴ PERCEBOIS, J.- *Economie de l'Energie*, 1989. p.392

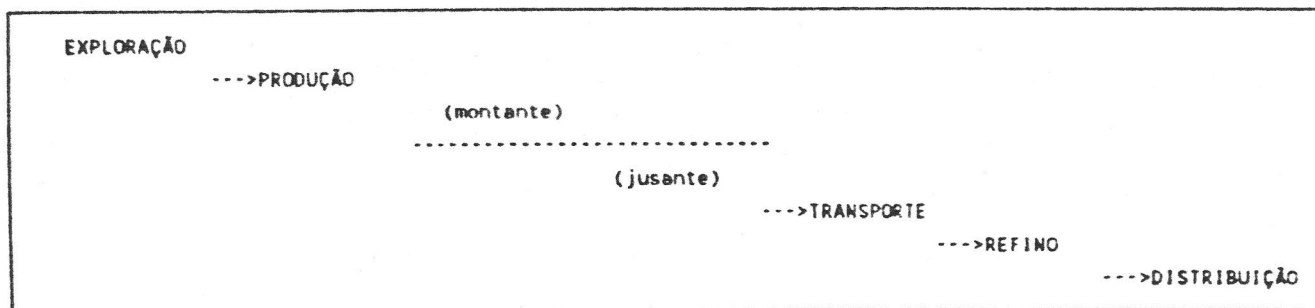
⁵ PERCEBOIS, J.- *ibidem*, p.395

1.1. Características Estruturais da Indústria do Petróleo

A indústria do petróleo centra suas atividades fundamentalmente na indústria extrativa. Entretanto, por força das especificidades da demanda (diferentes tipos de óleo, diferentes tipos e especificações de derivados, etc.) e das distâncias entre as regiões produtoras, de transformação e consumidoras, passou a incorporar uma série de outros segmentos à jusante, que hoje constituem a cadeia de atividades relacionadas ao setor (Fig. 1).

A exploração tem por objetivo localizar e caracterizar ocorrências de petróleo comercialmente explotáveis. Para tanto, são utilizados estudos geológicos, geofísicos e sondagens exploratórias. Se a análise das informações obtidas através desses estudos encorajarem o prosseguimento das pesquisas, nova campanha de sondagem será então realizada para verificação das hipóteses formuladas. Em caso de confirmação da presença de um reservatório de petróleo ou gás, serão investigadas suas características bem como sua potencialidade.

FIGURA 1
CADEIA PETROLÍFERA



A produção se instala após os trabalhos de desenvolvimento definirem as condições de explotabilidade (vazão, separação, estabilização, etc.), as condições de operação para o reservatório como um todo e para os poços de produção, as condições de estocagem, de escoamento do produto e, uma vez concluídos os trabalhos de completação do sistema de produção.

O transporte do petróleo por longas distâncias é realizado por navios construídos especialmente para esse fim, compartimentados em cisternas que lhes conferem a necessária estabilidade. A distâncias menores, o transporte por oleodutos ou mesmo por estradas de ferro são também utilizados.

O refino envolve operações e procedimentos industriais para transformar o petróleo bruto em uma série de produtos derivados, classificados genericamente como produtos leves, destilados médios e produtos pesados. Três tipos básicos de unidades são utilizadas no refino: unidade de destilação (fracionamento em função do ponto de ebulição), unidade de tratamento catalítico (reforma e hidrotreamento para enquadramento dos produtos nas normas e especificações comerciais) e unidade de conversão (otimização de rendimento de frações específicas). Conforme a disponibilidade dessas facilidades, as refinarias podem ser agrupadas em três tipos básicos:

Refinaria Simples

destilação atmosférica

reformação

hidrodesulfuração

Refinaria de Conversão Clássica

destilação a vácuo

craqueamento catalítico ou hidrocrackeamento

viscoredução

Refinaria de Conversão Profunda

desasfaltação com solventes ou

coqueificação ou

hidroconversão

A distribuição envolve as operações de estocagem, de transporte, de acondicionamento, de comercialização e de entrega ao consumidor dos múltiplos produtos do refino. Sua estrutura depende não somente da localização das refinarias em relação aos centros consumidores mas também da natureza e características do mercado dos produtos petrolíferos distribuídos.

A complexidade e diversidade das atividades que a indústria do petróleo abriga em sua cadeia levam a concluir que o setor requer, embora em graus diversos, serviços altamente especializados, com forte grau de demanda tecnológica.⁶

⁶ GIRAUD, A. e BOY DE LA TOUR, X. - Geopolitique du pétrole et du gaz naturel . Ed. Technip, Paris, 1987. p.63

1.1.1. Dimensão Económica

A indústria do petróleo evoluiu de uma estrutura concorrencial para uma estrutura oligopolística. A concentração, presente desde seus primórdios, resultou de um processo de fusões e absorções que conduziu ao estabelecimento de um considerável número de empresas de porte médio. Em grande parte, a concentração tem origem em características técnicas e económicas da cadeia petrolífera que:

- . requer forte aporte de capital para financiar os investimentos ao longo de toda a cadeia;
- . por se tratar de investimentos de alto risco no segmento de exploração, necessita suporte financeiro importante;
- . constitui atividade com altos custos fixos em toda cadeia, beneficiando-se grandemente das economias de escala.

Assim, não interessa às companhias petrolíferas a valorização do bruto ao longo da cadeia, o que poderia ser prioritário para um produtor. Interessa, sim, é a possibilidade de operar compensações entre os diversos preços de venda de uma matéria-prima com vocações múltiplas, em função das características dos diversos mercados. Para tanto, a verticalização é condição fundamental.

O cenário atual do setor petróleo pode ser desenhado a partir do colapso dos preços ocorridos em 1986, quando uma nova relação entre oferta e demanda do energético se estabeleceu em escala mundial. Essa nova relação, favorável aos países importadores, conduziu à retomada do crescimento das economias desenvolvidas e do consumo de petróleo em escala mundial (Tab. 1).

TABELA 1
DEMANDA DE PETRÓLEO DO MUNDO OCIDENTAL

Anos	milhões de bbl/dia				
	80	85	88	90	85-89
Paises Desenv	38,6	34,4	37,0	37,9	8,7
América Norte	1,4	17,5	19,1	19,3	9,1
Eurp Ocid.	13,5	11,8	12,4	12,7	5,9
Paises Asiat.	5,7	5,1	5,5	5,9	13,7
Paises em Desenv.	10,9	12,4	13,9	15,0	16,9
Total Mundial	49,5	46,8	51,9	52,9	10,9

Fonte: World Economic Survey, 1990

O conflito no Golfo Pérsico, em 1990, representou a retirada do mercado de mais de 4 milhões bbl/d de petróleo produzidos pelo Kuwait e pelo Iraque, cerca de 7% do consumo mundial. Foi a mais profunda interrupção do suprimento do energético a nível mundial, refletindo-se em aumento de preços para um patamar próximo dos US\$40/bbl.

A nova situação do mercado impactou, sobretudo, a América do Norte. Canadá e Estados Unidos sofreram uma queda total de 2,2% e 1,2% no consumo de petróleo em 1990 e 1991, respectivamente. Já o consumo mundial apresentou pequena retração em 1990 (0,2%), compensada por igual crescimento no ano seguinte.

Nada indica, porém, que o crescimento do consumo retomará, a curto prazo, às taxas do período pós-1985. O balanceamento entre a produção (64,87 milhões bbl/d) e o consumo (64,68 milhões bbl/d) alcançado em 1990 deverá prevalecer ainda por algum tempo. Reforçam esse prognóstico a expectativa de queda na produção mundial de 0,2% em 1992, e a atual ociosidade da capacidade de produção da OPEP.

Embora a relação entre a capacidade (27-30 milhões bbl/d) e a produção realizada pela OPEP em 1992 (24,39 milhões bbl/d) venha se estreitando ano a ano, os 6 milhões bbl/d de demanda incremental prognosticada para 1995, poderão ser supridos pelos seus países membros. Isso, desde que haja aporte de recursos para as ampliações necessárias, uma vez que a maioria dos seus constituintes atravessa séria limitação financeira.⁷

O cenário traçado leva a crer que, sem uma crise política importante no Oriente Médio, o mercado do petróleo se manterá estabilizado até meados da década. Torna-se prudente que os investimentos na expansão da capacidade de produção, especialmente no Oriente Médio, sejam definidos de imediato, caso contrário uma nova crise mundial pode se configurar.

. Reservas mundiais de petróleo

Não parece ser pelo lado das reservas que poderiam surgir obstáculos para a expansão do consumo de petróleo, diferentemente do que vem sendo enfatizado em relação a distribuição geográfica. Isso porque, as reservas provadas alcançam hoje 1 trilhão bbl, o que permitiria suprir as necessidades mundiais por 46 anos, considerando-se o consumo atual.

As empresas de petróleo que atuam internacionalmente, em resposta à vulnerabilidade a que foram acometidas nos anos 70, buscaram aumentar seus investimentos na exploração do

⁷ CONSTANTINOU, C.- "Petroleum prospect and the need for international cooperation." Natural Resources Forum, vol.15. nº 4, 1991. p.290

bruto fora do domínio da OPEP. A estratégia foi bem sucedida, refletindo-se na expansão das reservas nos países em desenvolvimento a ela não alinhados.

TABELA 2
RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO (MILHÕES DE BBL)

	1979	%	1991	%
Economias Desenvolvidas	58.796	9,2	47.555	4,8
Leste Europeu e URSS	70.000	10,2	58.774	5,9
Países em Desenvolvimento	512.545	79,9	888.682	89,3
OPEP	435.611	67,9	769.392	77,6
Fora OPEP	69.930	10,9	101.826	10,3
Países Importadores	7.004	1,1	13.464	1,4
Reservas Mundiais	641.341	100,0	991.011	100,0

Fonte: World Economic Survey, 1991

Não obstante, enquanto esses investimentos eram realizados, a OPEP aumentava a sua participação nas reservas mundiais de 67,9%, em 1979, para 77,6% doze anos depois. Isso significa dizer que, dos 350 bilhões bbl adicionados às reservas mundiais existentes em 1979 (640 bilhões bbl), 335 bilhões bbl originaram-se do crescimento das reservas dos países membros da OPEP (Tabela 2).

O crescimento das reservas sob controle da OPEP acentuou ainda mais a desproporção entre o índice reservas/produção (R/P) tomado coletivamente para a OPEP, que é de 87 anos, e o índice médio mundial de 46 anos.⁸

O contraste entre os índices R/P indica, por si só, onde deverão ser feitos os investimentos futuros para o provisãoamento mundial de petróleo. Sugere, também, que uma nova intervenção da OPEP no mercado internacional, a médio prazo, não pode ser descartada, tamanho é o seu controle sobre as reservas mundiais.

Visto sob um outro ângulo, o esforço em exploração que se seguiu aos choques do petróleo levou a expansão das reservas dos países em desenvolvimento. Esses detêm, atualmente, a maior parte das reservas provadas de petróleo, mais de 88 % do total mundial, contra os 5% à disposição dos países desenvolvidos. Desses 88%, mais de 65% concentram-se no Oriente Médio. As reservas do Leste europeu e da Rússia somam outros 6% às reservas mundiais.⁹ As reservas brasileiras de petróleo são da ordem de 3,6 bilhões bbl (3,6% das

⁸ Oil&Gas Journal, vol.90, nº 52, Dec 28, 1992. p.40

⁹ BP Statistical Review of World Energy. June 1992. p.2

reservas mundiais), das quais 2,9 bilhões se localizam sob o mar.

. Produção mundial de petróleo

A queda do preço do petróleo a partir de 1986 resultou de importantes alterações na estrutura da oferta.

A situação política no Oriente Médio e a insegurança do mercado frente à dependência do petróleo da OPEP, incentivaram a realocação de investimentos internacionais na produção em países em desenvolvimento não pertencentes à Organização. Por seu lado, muitos países em desenvolvimento, importadores de petróleo, também passaram a desenvolver esforços para diminuir a dependência externa nesse combustível.

O resultado da realocação de investimentos foi a denominada *balkanização* da produção, que em 10 anos (1979/1989) elevou a participação dos países em desenvolvimento não alinhados à OPEP de 5,8% para 15,9% na produção mundial (Tabela 3).

TABELA 3
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR PRINCIPAIS REGIÕES DO MUNDO OCIDENTAL

milhões de bbl/dia

	1970	1980	1985	1989
Economias Desenvolvidas	11,24	12,57	14,36	13,44
Leste Europeu e URSS	7,42	12,36	12,24	12,53
Países e Desenv.	26,84	34,48	26,60	33,77
OPEP	23,31	26,72	16,02	22,05
Fora OPEP	2,66	6,66	8,59	9,71
Import.	0,87	1,10	1,93	2,01
Total Mundial	45,5	59,41	53,20	59,74

Fonte: World Economic Survey, 1989

Nesse mesmo período, a OPEP, por sua vez, foi impelida a promover acentuada redução de sua produção. A bem sucedida política de diversificação das fontes produtoras obrigou-a a impor quotas inferiores à capacidade de produção de seus filiados (enxugamento da oferta). Tal política se refletiu no recuo de sua participação na produção mundial de 50%, no início dos anos 70, para 35% em meados da década de 80. Daí em diante, observa-se uma lenta recuperação da sua posição no mercado produtor de bruto, hoje ao redor dos 40%.

A se manter o quadro recessivo mundial, os prognósticos apontam o crescimento

moderado da participação da OPEP na produção mundial de petróleo até meados da década. No entanto, um sensível aumento da demanda de bruto levaria ao retorno do predomínio da OPEP sobre o conjunto dos demais produtores e abriria a porta para um novo choque dos preços.¹⁰

. Refino mundial de petróleo

A evolução do refino pode ser dividida em três períodos principais em função do mercado consumidor.¹¹ O primeiro, de 1860 a 1916, caracterizado pela conquista da tecnologia e pelo surgimento dos grandes complexos industriais, teve como produto principal o querosene. O segundo, que se estendeu até 1982, assistiu a escalada do petróleo até a posição de principal fonte energética do mundo. Presenciou, ainda, a diversificação da produção de derivados, destacando-se a gasolina como produto principal. Como consequências do aumento da demanda de gasolina foi consolidada, no período, a tecnologia de destilação, foram desenvolvidos os processos térmicos, catalíticos, hidrotratamentos, surgindo, ainda, os aditivos para melhorar a qualidade da gasolina".¹²

Vale lembrar, que o craqueamento catalítico, principal unidade para a produção de gasolina, foi introduzido pela Standard Oil em 1942 que, posteriormente, para a obtenção de gasolina de alta octanagem, também desenvolveu a tecnologia da reforma catalítica. Nesse último processo, resultavam produtos aromáticos (benzeno, tolueno e xileno) que se constituíram, a seguir, nas matérias-primas para a então emergente indústria petroquímica.

A criação da OPEP em 1960, a qual passou a lutar pelo controle da produção e dos preços do petróleo se contrapondo ao cartel das sete irmãs, marcou o início da transição para o terceiro período de evolução do refino. Esse último período vem se notabilizando por uma grande transformação da indústria do petróleo em resposta às sucessivas crises de 1973 e 1979 e às exigências de natureza ambiental. Em meio a essas transformações, o diesel substituiu a gasolina como produto principal.

¹⁰ Criqui, P. "Après la crise du Golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir" in Economie prospective Internationale, 3^o Trimestre, 1991, p. 15-33.

¹¹ BUONFIGLIO, A., Programa de Ajuste da Demanda de Alcool e de Derivados de Petróleo, FEM-UNICAMP, Tese de Mestrado, dez. 1992.

¹² Buonfiglio, op.cit.

TABELA 4

ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA DO CONSUMO DE DERIVADOS A NÍVEL MUNDIAL

Ano	Gasolina	Diesel	Óleo Comb.	Outros
1970	28,82%	27,10%	28,29%	15,19%
1979	29,15%	29,85%	24,93%	16,07%
1987	31,75%	32,89%	15,49%	18,87%

Fonte: Andersen, A., 1989 in Bonfiglio, 1992.

A partir do primeiro choque do petróleo foram incentivadas, a nível mundial, políticas para conter o consumo energético. A energia nuclear, o carvão e o gás natural passaram a deslocar o óleo combustível, cujo excesso levou a alteração da estrutura do refino para a obtenção de maiores quantidades de derivados médios e leves.

A retração do consumo devido a elevação dos preços do petróleo tornou a margem de refino negativa em várias refinarias, muitas das quais foram então fechadas. Contribuiu para a deterioração econômica dessas refinarias o estabelecimento de normas ambientais cada vez mais rígidas, condenando a adição de chumbo à gasolina e restringindo os teores de enxofre no diesel.¹³ Também as especificações comerciais, contemplando uma maior octanagem para a gasolina ou a adição de oxigenados (MTBE ou ETBE) aumentaram os custos a níveis insuportáveis para as refinarias tradicionais, principalmente aquelas centradas na produção de óleo combustível.

A desativação de refinarias representou, a nível mundial, uma diminuição da capacidade instalada de transformação de bruto da ordem de 11% entre 1981 e 1987, ou seja, de 82 milhões bbl/d para 73 milhões bbl/d.

Estabeleceu-se, portanto, uma nova estrutura de refino contemplando a qualidade do produto transformado. As empresas petroleiras, para sobreviver, tiveram que investir pesadamente em unidades de hidrorefino. Para as que acompanharam essa evolução, a margem de refino voltou a ser positiva.

Em 1991, as 751 refinarias em operação no mundo totalizaram uma capacidade instalada de destilação de óleo cru de 77 milhões bbl/d. A produção dessas refinarias totalizou 60,5 milhões bbl/d nesse mesmo ano, evidenciando uma capacidade ociosa superior a 20%. Os

¹³ O teor permitido de enxofre do diesel foi reduzido de 1%, para 0,3%. Na Califórnia o teor máximo permitido é de 0,05%.

Estados Unidos, a ex-União Soviética e o Japão detêm 41,7% dessa capacidade, percentual que por si só indica a forte concentração das atividades de transformação do petróleo.

A capacidade mundial de craqueamento catalítico superou, em 1991, os 11 milhões bbl/d, destacando-se os Estados Unidos com mais de 52% desse total. Esse país também lidera o craqueamento térmico, 36% da capacidade mundial de 10 milhões bbl/d, e a capacidade de reforma de hidrocarbonetos, com 41% dos 8,5 milhões bbl/d de capacidade instalada.

TABELA 5
AS DEZ MAIORES EMPRESAS DO SETOR DE REFINO

	capacidade bbl/dia
1. Royal Dutch/Shell.....	4.231.943
2. Exxon Corp.....	3.016.000
3. Petroleos de Venezuela S.A.....	2.321.740
4. Sinopec (China).....	2.200.000
5. Mobil Corp.....	2.139.000
6. Chevron Corp.....	2.078.000
7. BP.....	1.825.100
8. Pemex.....	1.524.000
9. Petrobrás.....	1.383.220
10. National Iranian Oil Co.....	1.089.300

Fonte: Oil&Gas Journal, dec.21, 1992

Mesmo nos Estados Unidos, país que lidera o consumo de derivados do petróleo, a capacidade instalada de transformação superou em 13% a produção de derivados em 1991, o que reforça a tese da ociosidade atual da capacidade de refino de petróleo a nível mundial. Registre-se, ainda, que a capacidade mundial é, atualmente, inferior a existente entre 1979 e 1981 em aproximadamente 4 milhões bbl/d.

1.1.2. Caracterização tecnológica

Existe uma grande diversidade de processos produtivos e bases técnicas envolvidos na indústria do petróleo. Apesar da diversidade, não se caracterizam de uma maneira geral como processos de "ponta", o que permite classificar a indústria do petróleo como tecnologicamente madura. A maturidade tecnológica, contudo, não deve ser confundida como uma perda de relevância da pesquisa e desenvolvimento nessa indústria. Muito pelo contrário, há uma forte tradição de pesquisa industrial nas grandes empresas de petróleo, notadamente nas americanas e inglesas. Tanto é assim, que a OCDE atribui à indústria do refino gastos em P&D equivalentes

a 0,6% do seu faturamento, embora para as empresas americanas haja uma grande dispersão (0,1 a 1,2%) ao redor dessa média (Tabela 6).¹⁴

TABELA 6
GASTOS EM P&D SOBRE FATURAMENTO

% em 1989

	P&D/Faturamento
Indústria do Refino(*)	0,60
Exxon	0,68
Mobil	0,45
Texaco	0,49
Chevron	0,96
Amoco	1,24
Arco	0,46
Elf Aquitaine	2,40
Philips	0,86
Petrobrás	0,70

(*) : 1982

Fonte: Business Week, IFP, OCDE.

O baixo investimento em P&D deve, contudo, ser relativizado, tendo-se em conta o alto faturamento que caracteriza a indústria do petróleo. Quando comparada com outros setores, enquanto as líderes do petróleo são as líderes em faturamento, no *ranking* dos gastos em P&D aparecem somente a partir do 24º lugar.

Em termos de alocação dos investimentos de P&D, a indústria do petróleo nem sempre contemplou, prioritariamente, as atividades de produção e exploração, como poderia ser esperado. No início da década dos 70, essa indústria passou por profundo processo de reestruturação, que se caracterizou, entre outros aspectos, pela procura de novos produtos, especialmente os químicos e farmacêuticos. Foi, assim, diminuído ainda mais o percentual aplicado no próprio setor e, particularmente, nos segmentos de exploração e produção.

A indústria do petróleo, dada sua característica de grande diversidade tecnológica, necessita de fornecedores especializados (indústria de bens de capital e serviços industriais), ao conjunto dos quais se denomina indústria para-petroleira. Essa indústria é constituída por empresas, via de regra, de menor porte, especializadas em nichos determinados do mercado. Fruto dessa especialização, necessitam maiores inversões em P&D, o qual se situa na faixa de 1,5% do faturamento.

¹⁴ BOY de la TOUR, Xavier "Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier" in Revue de l'Institut Français du Pétrole, janvier-fev. 1989 n°1.

A indústria para-petroleira somente foi consolidada em alguns países desenvolvidos, como nos Estados Unidos, na França, Reino Unido, Noruega e Alemanha. Contribuiu para essa consolidação o primeiro choque do petróleo, quando os investimentos em P&D cresceram significativamente para viabilizar tecnologias até então anti-econômicas, a exemplo da exploração *offshore*. Nessa época, a indústria para-petroleira passou por verdadeiro *boom*, dando suporte para que fossem viabilizados campos petrolíferos em países não desenvolvidos fora do domínio da OPEP, a expansão das atividades no Mar do Norte e no Golfo do México. No Brasil, nessa época, a reorientação dos investimentos da Petrobrás para a plataforma continental alavancou o crescimento de sua indústria para-petroleira.

A par do esforço tecnológico para a produção de petróleo no mar e sua consequente grande imobilização de capital (plataformas e sistemas de apoio) por parte da indústria do petróleo, a revolução da microeletrônica e dos novos materiais teve um forte impacto no apoio ao desenvolvimento do sistema de inovações que se estabeleceu.

Mas, se o sistema de inovação recente se concentrou nos segmentos exploração e produção, tradicionalmente os investimentos em desenvolvimento tecnológico na indústria do petróleo se direcionavam para o refino. Desde que as pesquisas nesse segmento se estabeleceram, no final do século passado, recebeu ele a grande parte dos esforços em P&D da indústria, muito porque a similaridade com a base tecnológica da indústria química, permitia prever-lhe avanços significativos. Também a similaridade com a base tecnológica da indústria química foi que incentivou as empresas de refino a buscarem a verticalização na área da petroquímica. Presentemente, no contexto do setor químico, a indústria do refino é responsável por importante parcela do esforço tecnológico, notadamente em países da OECD.¹⁵

Os recente avanços tecnológicos mais significativos da indústria do petróleo são:

- em exploração: sísmica de 3D, processamento de dados a partir de super-computadores, sensoriamento remoto;
- em perfuração: perfuração com posicionamento dinâmico no mar, perfuração horizontal, perfuração de poços finos, perfuração a grandes profundidades;
- em desenvolvimento e exploração: métodos de recuperação terciária (injeção de polímeros, CO₂, vapor, outros), otimização da exploração de reservatórios, sistemas de produção marítimos (plataformas e o seu conjunto de equipamentos de ligação com os poços, tais como *risers*, cabeças de poços, *templates*, etc.).

¹⁵ A parcela da indústria do refino no gasto das indústrias químicas era de 22% para os EE.UU. e 14,6% na França, em 1985, in OCDE Rapport de l'OCDE sur les Indicateurs de la Science et la Technologie, n° 3, Paris, 1989.

- em refino: conversão secundária (craqueamento catalítico, reforma catalítica, hidrotratamento, hidrocraqueamento); hidrocraqueamento profundo (conversão, desalfatação, *Flexicoker, Hycon*); novos produtos chamados de oxigenados cuja função é aumentar a octanagem da gasolina (MTBE, ETBE).

A fronteira do conhecimento no segmento à montante se situa na exploração em águas profundas, ambiente no qual a Petrobrás se destaca como uma das empresas de vanguarda, inclusive sendo detentora do recorde mundial em operações sob lâmina d'água espessa. Esse recorde, porém, deverá ser brevemente ultrapassado pela Shell Oil que está implantando uma plataforma para operar a grande profundidade no Golfo do México.

Cabe assinalar que a tecnologia desenvolvida pela Petrobrás se baseia em plataformas semi-submersíveis, cuja tecnologia requer que as válvulas dos poços sejam instaladas no fundo mar (completação molhada). Para tanto, é necessário fazer uso de robôs, visto que a instalação por mergulhadores somente pode ser realizada até a profundidade de 400m. As árvores de natal molhadas (onde se localizam as válvulas) requerem, também, uma concepção toda particular, em função da dificuldade de manutenção e das condições de elevadas pressões no fundo do mar. Os sistemas de amarração das plataformas e de conexão dos poços requerem materiais especiais, extremamente resistentes e mais leves.

Já a tecnologia usada pela Shell Oil e pelas demais empresas que atuam em águas profundas baseia-se em plataformas de pernas atirantadas (TLP). Embora flutuem, essas plataformas são fixadas por cabos verticais ao fundo do mar. Desse modo, os sistemas de válvulas podem ficar em superfície, reduzindo os riscos operacionais característicos da utilização das árvores de natal molhadas. No entanto, a tecnologia da TLP é sensivelmente mais cara do que a das plataformas semi-submersíveis.

A tecnologia de perfuração de poços finos representa uma importante promessa para a redução dos custos na produção de petróleo, principalmente em regiões distantes ou de difícil acesso. O potencial de diminuição de custos é de 15 a 30%, em razão do menor peso das sondas que, geralmente, necessitam ser transportadas por helicóptero.¹⁶

O avanço tecnológico tem introduzido melhorias significativas na eficiência da atividade exploratória, cujos custos vêm caindo substancialmente a nível mundial, e, mais notadamente nos Estados Unidos. Tanto é assim, que o custo da descoberta de petróleo novo caíram, em termos reais, de 11 US\$/bbl, em 1983, para 3 US\$/bbl, em 1990.

¹⁶ (OGJ, June 22, 1992, p. 62-7)

A área de refino também tem passado por importante evolução tecnológica decorrente das demandas ambientais e do processo de substituição entre energéticos. As novas tecnologias de refino buscam processar petróleos cada vez mais pesados e, a partir desses, produzir frações cada vez mais leves e com menor carga poluidora. Tal é o caso das tecnologias de conversão profunda *Flexicoker*, da Exxon, e *Hycon*, da Shell.¹⁷

1.2. Empresas Líderes e suas Estratégias

Em 1991, das dez primeiras empresas classificadas no *ranking* mundial por faturamento bruto, três pertencem a indústria petroleira. Dessas dez, somente cinco obtiveram superávit nesse mesmo ano, entre as quais as três que operam no setor petróleo. Merecem destaque a Royal Dutch Shell e a Exxon, ambas com faturamento bruto superior a US\$ 103 bilhões e lucros de US\$ 4,2 e US\$ 5,6 bilhões, respectivamente (Tabela 7).

Considerando-se que a empresa líder mundial em faturamento bruto, a General Motors, amargou em 1991 prejuízo de US\$ 4,4 bilhões, pode-se dizer que à indústria do petróleo pertencem as duas empresas que apresentaram o maior lucro nesse mesmo ano.

O faturamento bruto das quinhentas maiores empresas classificadas pelo volume de vendas foi da ordem de US\$ 5.188 bilhões. Entre essas, colocam-se cinquenta e três empresas caracterizadas como *petroleum refining companies* que, juntas, faturaram US\$ 931 bilhões, ou seja, 18% daquele montante. O setor adquire ainda maior importância quanto aos lucros, perfazendo 22,1% do lucro coletivo do rol dessas empresas.

Todos esses dados induzem a conclusão que, diferentemente de outros setores, a indústria do petróleo não dá demonstrações de estar sofrendo o impacto da desaceleração econômica mundial, permanecendo a líder em lucratividade, inclusive diferenciando-se da automobilística, a segunda do *ranking*.

Com o progressivo alijamento do segmento produção, as grandes empresas internacionais, *as majors*, adotaram uma política de diversificação nos anos 70. A opção prioritária recaiu sobre o próprio setor energético dos Estados Unidos, mais precisamente na indústria do carvão e na de produção de concentrados de urânio, e, em menor grau, na pesquisa de xisto betuminoso, areias asfálticas e energia solar, não resta dúvida, uma diversificação estrategicamente correta para quem apostava em altos preços para o petróleo.

¹⁷ Estima-se que grande parte das reservas potenciais sejam de brutos pesados. Ver Bruno Chevalier "La Conversion Profonde" in *Realités Industrielles*, julho-Agosto, 1990, pp.104-8.

Essas iniciativas, porém, não renderam os frutos esperados.

TABELA 7
AS DEZ MAIORES EMPRESAS DO MUNDO POR FATURAMENTO EM 1991

	Vendas US\$M	Lucros US\$M	Empregados Nº
General Motors	123.780	(4.453)	766.300
Royal Dutch/Shell	103.835	4.249	133.000
Exxon	103.242	5.600	101.000
Ford Motor	88.963	(2.258)	332.700
Toyota Motor	78.061	3.143	102.423
IBM	65.394	(2.827)	344.553
IRI	64.095	(254)	407.169
General Electric	60.236	2.636	284.000
British Petroleum	58.355	803	111.900
Daimler-Benz	57.321	1.129	379.252

Fonte: Fortune, 1992.

O processo de diversificação também levou as grandes empresas a entrar em certos ramos conexos à indústria petrolífera, a exemplo da química, da de fertilizantes e da farmacêutica. Contrariamente às outras experiências, a verticalização para a área química foi relativamente bem sucedida. Um exemplo desse tipo de estratégia é o da Elf, empresa estatal francesa, que teve uma política muito bem sucedida de diversificação para indústria química, farmacêutica e até a biotecnológica.

Não obstante, as experiências de diversificação não se consolidaram. Nos anos 80, as grandes empresas de petróleo retornaram para a base tecnológica sobre a qual tinham um maior domínio. As grandes empresas procuraram, então, tirar proveito do conhecimento adquirido ao longo de um século de atividades no setor, para vender serviços para outras empresas, especialmente de países em desenvolvimento. Também passaram a atuar firmemente na comercialização internacional de petróleo, aproveitando suas estruturas internacionais. Finalmente, voltaram a investir na verticalização de suas atividades dentro da cadeia petrolífera.

O retorno à base tecnológica foi acompanhado por um reagrupamento empresarial, cujo ápice ocorreu em 1984. Nesse ano, Chevron, Royal Dutch-Shell, Texaco, e Phillips adquiriram Gulf, Shell Oil (americana), Getty e Reynolds Aminoil of Texas, respectivamente. A Phillips já havia adquirido a General American Oil no ano anterior.

Na maioria das grandes empresas se confirmou um processo de especialização em

determinadas etapas da exploração, do refino e da comercialização. Surgiram as "traders", novos atores que operam diretamente no mercado petrolífero, especializadas em estabelecer as relações entre os países produtores e as empresas compradoras de petróleo.¹⁸

A tendência de reativação da economia mundial e do mercado petrolífero internacional, detectados nos anos 80, provocou uma mudança estrutural nas empresas do setor. Companhias da Europa Ocidental, do Japão, da Austrália e de países em desenvolvimento, como do Brasil, do Kuwait, da Venezuela, do México e da Arábia Saudita têm aumentado suas atividades internacionais. Enquanto isso, as *majors* continuaram a perder espaço no setor.

A movimentação mais recente no setor diz respeito a penetração das empresas nacionais dos países filiados à OPEP, no mercado dos países desenvolvidos, o que já vem ocorrendo na Europa Ocidental e nos Estados Unidos sob as mais diversas fórmulas. A nova postura dessas empresas é condizente com a implementação de uma política de integração das atividades de refino e comercialização em curso. A exemplo de outros atores da indústria do petróleo, são os países produtores que procuram, agora, integrar as atividades à jusante, fator decisivo para atenuar os riscos.¹⁹

1.3. Fatores de Competitividade

A competitividade na indústria do petróleo é grandemente influenciada pela localização das atividades produtivas, a qual é condicionada:

- no segmento exploração e produção, pela existência de reservas de petróleo e consequentes fatores geopolíticos. Quanto às reservas, a OPEP concentra 77% do total mundial, embora seja responsável por apenas 40% da produção.

- no segmento refino, pela proximidade com centros consumidores. Mesmo com maior autonomia locacional, a indústria de refino se instalou nos países desenvolvidos e em países que se especializaram nessa atividade, tais como a Holanda, Singapura e Trinidad Tobago. Por seu lado, os países exportadores de petróleo vêm se esforçando para ampliar as suas capacidades de refino, a qual não é ainda significativa para alterar o panorama internacional.

Outros dois fatores de competitividade, de certa forma relacionados também à

¹⁸ GIRAUD, André e BOY DE LA TOUR, Xavier, Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Ed. Technip, 418 pp. Paris, França, 1987.

¹⁹ PERRUCHET, D. e CEUILLE, J-P - Intégration Verticale et Niveau du Risque au Sein des Compagnies Pétrolières Internationales. Rev. de L'Institut Français du Pétrole, vol.46, nº2, 1991. pp.277-288.

localização das reservas e mercados, são os custos de exploração e o porte da indústria. As influências dos custos são por demais óbvias, ao passo que as relacionadas com o porte empresarial são, mais do que tudo, estratégicas, como pode ser evidenciado pelo seguinte:

- A existência de uma indústria de petróleo forte num país com escassas reservas, torna-se importante para assegurar o abastecimento do mercado interno. Para tanto pode-se recorrer a diversos tipos de contratos, como os de riscos ou as joint-ventures com empresas nacionais de países exportadores. Através desses, uma empresa participa junto com um país exportador do processo de exploração e/ou de desenvolvimento das jazidas, adquirindo o direito de comercializar parte do petróleo. Outro aspecto não menos importante é que as grandes empresas podem se constituir em privilegiados agentes de negociação de bruto e derivados, ou seja, usufruem de maior vantagens no mercado em face do volume negociado. Finalmente, dada a grande lucratividade da indústria do petróleo, grandes empresas podem ser o embrião de sistemas nacionais de inovação. Exemplo típico é a França, pois, mesmo sem possuir reservas de petróleo, formulou uma política industrial centrada na criação de grandes empresas nacionais, que originou um poderoso e competitivo sistema nacional de inovação na indústria do petróleo.

- A existência de uma indústria forte num país com potencial significativo de reservas é ainda mais estratégica. Isso porque a produção interna é geralmente rentável e capaz de propiciar ao país capacitação tecnológica para constituir um sistema nacional de inovações. Um bom exemplo é a Noruega, que através da empresa nacional Statoil, montou uma dinâmica indústria petroleira e para-petroleira. Também o Brasil pode ser considerado outro bom exemplo seja quanto a rentabilidade da produção interna seja quanto a capacitação tecnológica decorrentes de uma indústria de porte.

. Fatores internos à empresa

Como anteriormente mencionado, o porte empresarial é fator de primeira ordem para a competitividade na indústria do petróleo. Exceto nos Estados Unidos e no Reino Unido, berços das *majors*, a existência de grandes empresas nacionais se coloca como fator altamente recomendável, senão estratégico, para a competitividade dessa indústria de qualquer país.

As grandes empresas, mesmo sem possuir grandes reservas de petróleo, como é o caso das dos países desenvolvidos, podem dispor ou acessar recursos financeiros mais facilmente, podem desenvolver capacidade para atuar em toda a cadeia do processo produtivo e ainda explorar oportunidades de investimentos e de compra e venda de bruto e derivados no mercado internacional. Por tudo isso, e considerando-se que a verticalização é uma das mais importantes

características do sucesso na indústria do petróleo, pode-se afirmar que o porte empresarial é o fator interno decisivo para a competitividade.

Embora englobada pelos fatores decorrentes do porte, a capacitação tecnológica merece destaque por se constituir fator de realce para a inserção de uma empresa no mercado mundial. Não é para menos que as grandes empresas são as líderes em tecnologia na indústria do petróleo.

. Fatores estruturais

Os fatores estruturais de maior relevância para a competitividade são a existência de reservas e de mercado consumidor. Os países que detêm importantes reservas ou contam com amplo mercado consumidor são aqueles que oferecem maiores oportunidades para o desenvolvimento de uma indústria do petróleo competitiva. Esses dois fatores estruturais configuram os tipos clássicos de grandes companhias atuantes no setor: as dos países consumidores (EUA, Europa Ocidental e Japão) e a dos países exportadores (OPEP e outros do Terceiro Mundo). Especificamente em relação ao Brasil, as oportunidades para o crescimento de uma indústria competitiva sempre se colocaram pelo lado do mercado, visto que até bem pouco as expectativas de existência de petróleo em quantidades apreciáveis eram remotas.

. Fatores Sistêmicos

Os fatores sistêmicos de maior realce na indústria do petróleo são os geopolíticos. Essa indústria, por ser a maior do mundo em termos de receita e de lucros, por ser crucial ao desenvolvimento da sociedade industrial, e por constituir um mercado internacional com a participação de países fortemente especializados no setor, é uma atividade na qual a luta política se exacerba, especialmente entre os países do Norte e do Sul. Recentemente, os países do Sul lograram importantes avanços sobre o controle da produção e da renda do petróleo, levando a indústria dos países desenvolvidos a desviar seus interesses para zonas politicamente mais seguras.

A intervenção do Estado sempre foi um elemento importante para o desenvolvimento da indústria do petróleo. Essa intervenção vem se manifestando tanto no controle e fiscalização, pelas características que a indústria apresenta em termos de lucratividade e importância estratégica, como no seu fomento. Como agente de fomento, o Estado tem apoiado a criação ou mesmo criado empresas sob seu controle, tanto em países exportadores como em importadores, e implantado e coordenado políticas industriais e tecnológicas específicas para o desenvolvimento do setor, como ocorreu na França.

2. COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

2.1. O Mercado Interno de Petróleo e Derivados

Na primeira metade do século havia consenso entre os especialistas que o Brasil era um país de baixa dotação em petróleo, embora as bacias sedimentares do país houvessem sido exploradas apenas em uma pequena parte. Enquanto México, Venezuela, Perú e Colômbia mesmo antes da Primeira Guerra recebiam investimentos internacionais e tecnologia para a exploração de petróleo, o Brasil, por sua "geologia rebelde"²⁰, era completamente marginalizado. Sem expectativas favoráveis quanto à produção em seu território, o país recorreu, historicamente, à importação de petróleo.

A formação do mercado de petróleo no Brasil foi simultânea ao processo de industrialização, fato que o diferencia das nações de industrialização avançada, cuja consolidação industrial teve o carvão como base energética.

O mercado brasileiro se consolidou no pós-guerra e cresceu aceleradamente até o segundo choque do petróleo. A partir daí, observou-se uma relativa estabilização do consumo que pode ser atribuída a dois fatores principais: a substituição dos derivados por outros energéticos, tais como eletricidade, álcool, lenha, carvão vegetal e mineral, e a estagnação da economia brasileira. Ao se esgotar o processo de substituição, o fator determinante para a expansão da demanda de petróleo e derivados será o crescimento da economia.

O montante das importações tem variado em função da política de investimentos da Petrobrás em exploração e produção (Tabela 8). Pode-se sumarizar a evolução da política de produção de bruto da empresa através da seguinte cronologia:

1955-67: Intenso esforço em exploração e conseqüente aumento da produção interna, que passa a cobrir 35% do consumo de petróleo do país.

1967-79: Retração, durante o período do "milagre", dos investimentos em exploração, enquanto o consumo interno passa a crescer aceleradamente. Por conseqüente, as importações de petróleo chegam a alcançar, em 1979, 90% do consumo interno.

²⁰ de Moura, Pedro e Carneiro, Felisberto - Em Busca do Petróleo Brasileiro. Rio de Janeiro: Gorceix, 1976. p.95

1979-85: Aumento considerável da produção nacional, que passa a cobrir 50% do consumo interno a partir da instalação de sistemas de produção permanentes em Campos. O consumo interno se estabiliza.

1985 em diante: Crescimento lento do consumo e da produção interna, a qual atende 55% do mercado nacional.

TABELA 8
PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO

Anos	mil bbl/dia					
	70	80	85	87	90	92
Produção	167	187	563	590	631	653
Importação	342	906	467	624	570	550

Fonte: Petrobrás

O Brasil é auto-suficiente em derivados de petróleo desde o final dos anos 50. No final dos anos 70, a necessidade de adequar a estrutura de refino à evolução da demanda, em parte pela captura do mercado da gasolina pelo álcool, conduziu, paradoxalmente, à exportações desse destilado nobre e de óleo combustível. Em contraposição, com o crescimento da demanda, o país tornou-se importador de GLP e de nafta petroquímica.

Todavia, com a estagnação da produção de álcool a partir de meados da década de 80, o consumo de gasolina voltou a crescer. Em decorrência, as exportações desse derivado caíram de 3,9 MTEP em 87 para 1,1 MTEP em 91.

Mas a retomada do crescimento do consumo interno de derivados não se restringiu à gasolina. O consumo de diesel cresceu fortemente em relação aos demais, passando de 23%, no início da década de 70 para 37,6% na de 90. Esse crescimento, fez com que o diesel passasse a determinar o nível de consumo de petróleo bruto do país.

A capacidade de destilação de óleo cru da Petrobrás é de 1,4 milhões bbl/d, correspondendo a 1,9% da capacidade mundial de refino de bruto. Porém, esse percentual sobe para 3,1% quando se trata da capacidade de craqueamento catalítico, evidenciando que o perfil de refino no país continua voltado para a produção de gasolina (Tabela 9), apesar das exportações.

Mesmo com perfil privilegiando a gasolina, o parque de refino brasileiro tem reagido

satisfatoriamente às mudanças requeridas pelo consumo. Essas têm seguido a tendência internacional, prevalecendo em importância os destilados médios e leves. A Tabela 10 mostra a evolução da estrutura do consumo de petróleo no país a partir de 1970.

TABELA 9
CAPACIDADE DE REFINO NO BRASIL

janeiro/1990

	desti- lação	craqueam. catalítico	craqueam. térmico	refor- ma
10 ³ Bbl/d	1397	331	38	21
mundial %	1,9	3,1	0,6	0,25

Fonte: International Energy Annual 1989

O consumo de óleo combustível caiu acentuadamente desde o segundo choque do petróleo, quando era o derivado de maior consumo. Mesmo sofrendo forte achatamento de preços, a prolongada recessão que penaliza a indústria nacional não propicia a reversão desse quadro. De todo modo, a retomada do crescimento do consumo do óleo combustível não é desejável em função de sua alta carga poluidora.

TABELA 10
ESTRUTURA DE CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

em %

Derivado\Ano	70	80	87	91
Diesel	23,0%	29,5%	36,5%	37,6%
Gasolina	31,7%	16,6%	11,0%	14,1%
Óleo Combustível	28,3%	30,7%	18,0%	16,2%
GLP	5,8%	5,7%	8,8%	9,8%
Nafta	---	3,7%	9,5%	8,3%
Querosene	4,3%	4,1%	5,0	3,9%
Total (MTEP)	22,8	52,1	52,8	56,2

Fonte: BEN

O GLP e a nafta vêm aumentando suas participações na estrutura de consumo dos derivados de petróleo no país, embora por razões distintas. O GLP tem tido um incremento de consumo proporcionalmente maior que o do crescimento populacional, muito em razão da difusão de seu uso (Tabela 10). Já o consumo de nafta, 81% dos quais relacionados à petroquímica, acompanha a evolução dessa indústria.

O atendimento da crescente demanda de diesel foi um dos mais críticos para a Petrobrás, visto ter sua capacidade de conversão secundária centrada no craqueamento catalítico (gasolina). Quando no início dos anos 80 foi necessário alterar a estrutura de refino para produzir diesel em proporção superior a 30%, foi necessário alterar as especificações técnicas desse derivado, adicionando-se mais leves (naftas) e mais pesadas (óleo combustível).²¹ Mesmo assim, o país foi obrigado a exportar gasolina e óleo combustível que excediam o consumo interno resultante do aumento de produção do diesel. Mais recentemente, parte da nafta adicionada ao diesel, e também o GLP, tiveram de ser adquiridos no exterior.²²

Tomando-se por foco de análise o contexto geral, constata-se que a capacidade do segmento de transformação do bruto instalado no país respondeu à evolução do consumo, como mostra a Tabela 11. Entretanto, se for admitido que o consumo de derivados vem sendo contido pela recessão dos últimos anos, pode-se prognosticar que a retomada do crescimento exigirá ampliar a capacidade de conversão secundária, principalmente de derivados médios, ou importar maior quantidade de produtos transformados.

TABELA 11
ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DOS PRINCIPAIS DERIVADOS NO BRASIL

Derivados\Anos	70	80	87	91
Diesel	22,7%	30,5%	38,1%	35,7%
Gasolina	29,3%	15,5%	17,1%	16,8%
Óleo Combustível	33,9%	30,1%	22,5%	18,7%
GLP	3,9%	4,9%	6,0%	5,8%
Nafta	---	5,6%	11,1%	9,6%
Querosene	5,2%	4,9%	5,5%	4,7%
Total (MTEP)	24,4	53,7	59,4	55,0

Fonte: Balanço Energético Nacional, 1992

A ampliação da capacidade de produção de derivados médios exige, contudo, pesados investimentos. Estima-se que transformar um barril de diesel, aumentando a proporção dos médios, levará a um custo adicional de US\$ 4/bbl. Além desses custos, os investimentos para aumentar a capacidade de produção de médios terão que ser feitos necessariamente, seja para

²¹ O óleo diesel distribuído no país não corresponde às especificações vigentes nos países desenvolvidos. Ademais o teor máximo de enxofre é 1,3%, muito acima do padrão dos países desenvolvidos.

²² Em 1991 foram importadas 519 mil TEP de nafta correspondentes a 10.250 bbl/dia., Balanço Energético Nacional, 1992.

alterar o perfil do refino, como foi dito, seja para reduzir a carga poluidora do diesel.²³

2.2. Desempenho da Indústria

. Exploração

As reservas provadas de petróleo aumentaram substancialmente nos últimos dois anos, passando de 2,8 para 3,6 bilhões bbl. Com efeito, a relação reserva/produção cresceu de 12,1 para 15,8 anos. As reservas potenciais, excluindo-se as situadas em lâminas d'água superior a 1000 metros, são da ordem de 5,5 bilhões de bbl de óleo recuperável. Esse resultado foi obtido com a intensificação do uso de conhecimento ao invés de *hardware*, ou seja, com mais sísmica e interpretação e menos perfuração. Mas não somente esse índice atesta a melhoria do desempenho da atividade exploratória no país. Também a relação volume de óleo descoberto/poço perfurado corrobora essa conclusão, pois de 350 mil bbl em 1981, subiu para 410 mil bbl, em 1987, logo depois, em 1990, chegou aos 580 mil bbl perfurado, e, finalmente, em 1992, alcançou os surpreendentes 1.870 bbl/poço perfurado. Afora essas, o volume de óleo descoberto por metro perfurado na atividade exploratória mostra a mesma evolução de crescimento, passando de 418 bbl em 1983, para 921 bbl em 1987, depois, em 1990, 1009 bbl, e finalmente, em 1992, 2.785 bbl/metro. Mesmo o índice de descobertas (relação entre descobertas econômicas e poços perfurados) tem aumentado substancialmente no mar, passando de 12,5% em 1987 para 19,2% em 1990. Esse índice é superior ao obtido em média nos Estados Unidos, que é da ordem de 15% (Tabela 12).

. Produção

Na indústria do petróleo não é adequado utilizar os indicadores clássicos, tais como coeficiente de exportação ou saldo exportado, para avaliar a competitividade. Isso porque, as exportações são condicionadas pela existência de reservas e pela produção excedente. Segundo aqueles coeficientes, o Brasil alcançaria baixos índices de competitividade por tratar-se de um grande importador de bruto (550 mil bbl/dia, ao valor CIF de US\$ 3,5 bilhões/ano para o bruto, e mais de US\$ 1 bilhão/ano para os derivados). As importações de bruto chegaram a 950 mil bbl/dia no biênio 1979/80. Se o Brasil exporta US\$ 620 milhões em derivados, deve-se, exclusivamente, a uma certa inadequação entre a estrutura de refino e a demanda interna de diesel, a qual já foi mencionada. As exportações de óleo combustível alcançaram 2,3 MTEP, e

²³ O Conama estabeleceu a norma de um teor máximo de enxofre no diesel correspondente a 0,5%, a partir de 1992. A implantação desse teor, em nível nacional, vem sendo considerada problemática pela Petrobrás que adotou a solução de implantar esse teor do diesel apenas nas grandes cidades (diesel urbano).

as de gasolina 1,1 MTEP. Vale lembrar, que as exportações de gasolina vêm diminuindo devido ao arrefecimento do programa do álcool.²⁴

Considerando-se que, no contexto de dificuldades para a produção de petróleo no país, essa cobre atualmente 55% do consumo nacional, e levando-se em conta os resultados operacionais alcançados, o desempenho produtivo da indústria pode ser considerado favorável. Na década de 90 vêm sendo produzidos cerca de 650 mil bbl/ano, ao custo operacional na faixa de US\$ 4-5 /bbl, e um custo total da ordem de US\$ 8-10/bbl. Dessa produção, mais de 70% vem da plataforma continental, percentual alto quando comparado com a média mundial de 30%, mas que por sua vez, indica o grau de dificuldade dessa atividade no país e a capacidade nacional para atuação nessa área de fronteira.

No entanto, existem problemas ainda não devidamente equacionados na atividade de produção de petróleo no país, alguns dos quais comprometem o desempenho da empresa. Entre esses, deve-se destacar o baixo fator de recuperação, 24%, quando comparado com os 30-40% alcançados por empresas dos países desenvolvidos. Também a perda de gás é muito grande, 18%, quando comparada a média mundial de 4%.

. Refino

O parque de refino nacional é de porte adequado. A capacidade de destilação é 1,4 M bbl/dia. A capacidade de conversão é de 27%, superior mesmo a européia, da ordem de 20%. As unidades produtivas têm conseguido ultrapassar a capacidade nominal em cerca de 20%. No entanto, o esforço de adaptação que as refinarias vêm sendo obrigadas a fazer para adequar suas estruturas de refino à demanda, não têm contribuído para melhorar a qualidade dos produtos. Assim, o diesel e o óleo combustível tiveram suas especificações alteradas, resultando produtos de menor qualidade. A falta de unidades de hidrotreatamento (apenas 12,5% da capacidade de destilação primária, quando deveria ser da ordem de 30-40%), as quais desempenham importante papel na redução da carga poluidora dos derivados, é um constrangimento incontestável no segmento refino, inclusive levando a que o diesel comercializado no mercado interno contenha em média 0,7% de enxofre.²⁵

²⁴ A Petrobrás pretende voltar a aumentar suas exportações de derivados, que foram, em média, US\$ 1 bilhão/ano, entre 87-89. Levando-se em consideração que as exportações de gasolina caíram de 3,9 para 1,1 MTEP nesse mesmo período, o pretendido aumento no que diz respeito a esse derivado somente poderá ocorrer quando da entrada em funcionamento da unidade de FCC na refinaria de Paulínia. Segundo informações obtidas, essa unidade permitirá à Petrobrás exportar 550 mil TEP adicionais. O interesse da empresa reside nos lucros que o preço internacional da gasolina (US\$ 23,6/barril) pode representar. A entrada em operação do poliduto ligando a Replan para o Terminal de São Sebastião facilitará essas exportações.

²⁵ O teor de enxofre permissível no diesel nos países desenvolvidos é de 0,3% e cogita-se reduzi-lo para 0,05%, que já vigora na Califórnia.

TABELA 12
INDICADORES DE DESEMPENHO PRODUTIVO DA PETROBRÁS

Atividade \ Anos	87	88	89	90	91	92
Reservas (milhões de bbl)	2.519	2.833	2.794	2.800	3.110	3.600
Produção (mil bbl/dia)	566	595	631	647	653	
Reservas/produção (anos)	12,2	12,9	12,2	13,2	15,8	
Custo Perfuração						
- Terra	326	326	410	684	661	723
- Mar	1.292	1.714	2.510	2.608	1.735	1.791
(US\$/metro)						
Custos Operacionais de Produção (US\$/bbl)	4,57	5,3	6,38	6,38	4,96	4,69
Custo Total do barril (US\$/bbl)			16,74	16,53	15,03	14,75
Índice de Sucesso (%)						
- Terra	11,0	9,8	9,9	12,3		
- Mar	12,5	11,3	16,1	19,2		
Estados Unidos	14,3	14,1	13,8	16,8	15,3	
R.A.*/metro perfurado explorat. (bbl/metro)	921	1.551	647	1.009	2.414	2.783
R.A.*/ Poços perfurado (MMbbl/Poço)	0,41	0,66	0,31	0,58	1,52	1,87
Perdas Gás Natural (%)	14,1	18,1	16,2	18,9	22	18
Fator de Recuperação (%)						
- Terra	25,7	25,9	25,4	24,6	24,4	24,7
- Mar	22,4	22,8	23,4	23,9		
Custo de Refino(US\$/bbl) (sem depreciação)						2,64
Estados Unidos						
Média Conversão						2,56
Alta Conversão						2,92

*: R.A.:Reservas Adicionais = $Reservas_t - Reservas_{t-1} \div Produçãot$

Fonte: Petrobrás

A análise atual do segmento refino, compreendendo o levantamento de custos de diferentes refinarias, permite depreender que o custo médio de refino brasileiro é compatível

com o dos Estados Unidos (Tabela 12). Todavia, deve ser lembrado que as refinarias nesse país contam com maior capacidade de craqueamento catalítico, hidrotratamento, hidrocrackeamento, favorecendo, portanto, um produto mais nobre que o brasileiro.

A análise comparativa dos custos das refinarias nacionais (Tabela 13) indica uma grande disparidade. Pode-se muito bem identificá-las em dois grupos. O primeiro, as quais pertencem as refinarias mais antigas (Reduc, Rlam e RBPC), apresenta custos bem superiores ao segundo grupo, construídas já na década de 70. Num dos pólos desses dois grupos tem-se a Replan, a maior e de custos operacionais mais baixos, mesmo dispondo de alta capacidade de craqueamento. No outro, tem-se a RBPC, que possui a maior capacidade de craqueamento e uma unidade de coqueamento única no país, e é a refinaria com custo operacional mais elevado entre todas.

TABELA 13
CUSTO DE REFINO POR REFINARIA EM 1989*

	Reduc	Regap	Replan	Revap	Rlam	RBPC	Outros	Total
	US\$/bbl							
Custo (US\$/bbl)	3,1	1,6	0,9	1,5	2,7	4,2	2,4	2,2
Craqueamento Catalítico (% da cap. de dest. prim.)	18,9	24,1	31,2	20,0	21,6	32,0	--	27,1
Hidrotrat. (% da cap. de dest. prim.)	21,7	25,8						12,5
Desasfaltamento (% da cap. de dest. prim.)	17,1	28,3			3,3			7,1
Coqueamento (% da cap. de dest. prim.)						18,5		2,1

* Sem depreciação e consumo próprio

Fonte: Petrobrás e Ernest & Young

2.3. Capacitação Produtiva e Tecnológica da Petrobrás

2.3.1. Equipamentos

Os equipamentos utilizados pela indústria do petróleo são extremamente variados, sendo que uma parte importante, considerada de apoio, é contratada à empresas de serviços. Um apanhado do nível de atualização tecnológica dos equipamentos a disposição da empresa é apresentado a seguir.

. Exploração Geológica

Nessa área a empresa dispõe de um excelente apoio computacional que permite realizar geofísica em 3D (31% do processamento entre 1986-90). A empresa conta para esse fim com um super computador IBM 3090-660J/6V, de grande capacidade de cálculo.

. Perfuração

A Petrobrás conta com um total de 27 sondas próprias, 19 terrestres e 8 marítimas. Outras 18 sondas são contratadas, sendo 15 marítimas, das quais 12 estrangeiras. Contudo, o número de sondas em atividade é hoje aproximadamente a metade do existente em 1987. Dentre os equipamentos mais sofisticados para operação *offshore*, a empresa dispõe de 5 sondas semi-submersíveis de posicionamento dinâmico, embora venha buscando contratar empresas especializadas. Das plataformas de sondagens, 7 foram convertidas em plataformas de produção.

. Produção

A ampliação da produção interna de petróleo vem exigindo a expansão das instalações de produção em alto mar. Atualmente, existem em atividade na Bacia de Campos 24 plataformas, das quais 12 semi-submersíveis e 12 fixas, 340 poços e 168 árvores de natal molhadas (ANM). Existe também uma rede de 2500 Km de linhas fixas e flexíveis debaixo da água. A Bacia de Campos é responsável por aproximadamente 60% da produção nacional e a expectativa é de que essa proporção venha a aumentar com o desenvolvimento dos campos em águas profundas. As instalações da Petrobrás não são as mais modernas, embora desempenhem adequadamente suas funções. Muitas das plataformas em utilização foram recondiçionadas por estaleiros nacionais, a exemplo da plataforma PET-20 (Marlim), que era uma plataforma hotel. Os sistemas de automação, tais como controles lógicos programáveis (CLP), estão apenas presentes nas plataformas do pólo nordeste. A PET-20 tem um Sistema Digital de Controle Distribuído (SDCD) ainda em implantação.

. Refino

O parque de refino brasileiro foi construído entre os anos 50 e 70. Desde então, os investimentos recebidos se reduziram consideravelmente, em função da prioridade que foi dada à produção. Mesmo assim, o parque de refino sofreu uma certa evolução da sua capacidade de conversão secundária, representando, atualmente, 3,1% da capacidade mundial nessa modalidade. Considerando que essa capacidade se baseia em unidades de FCC (Fluid Catalic

Cracking) destinadas à produção de leves (gasolina e GLP), a produção de diesel permanecia problemática. A solução para aumentar a produção desse importante derivado, como mencionado anteriormente, veio através da alteração das suas especificações. Passou-se a incorporar, no diesel, frações mais pesadas e leves.

Existe um certo descompasso entre as especificidades da demanda e o conjunto de equipamentos disponíveis no parque de refino nacional, que resulta em derivados de baixa qualidade. Esse descompasso é marcante em relação aos teores de enxofre e as necessidades de estabilização dos OLR. Para melhorar a qualidade, torna-se necessário investir em unidades de hidrotreamento.²⁶ Também os óleos pesados produzidos em Campos, 24º graus API, irão exigir um maior número de unidades de conversão profunda (hidrocrackeamento e desasfaltação). Os sistemas de automação das refinarias, analógicos, implantados na década de 70, estão sendo renovados, inclusive com a implantação SDCD's nas mais importantes.

. Transporte e estocagem

O sistema de transporte e estocagem de petróleo e derivados no país cresceu até começos da década de 70, acompanhando a explosão do consumo e das importações. Com a estabilização do consumo, os investimentos nesse segmento da indústria perderam importância. Assim é que, entre 83 e 85, foram nele aplicados apenas de 3,5% do total de investimentos da empresa. Mais recentemente, vem se observando a retomada dos investimentos nesse tipo de infra-estrutura, principalmente devido a necessidade de escoar a produção interna.

Atualmente, a Petrobrás conta com uma frota de 73 navios, totalizando uma capacidade de 5,3 milhões de toneladas, que transporta 60% das necessidades de bruto e derivados do país. Quanto a estocagem, a empresa dispõe de uma capacidade de 8,7 milhões de m³. A malha de oleodutos é de 4,7 mil km e a de gasodutos é de 1,9 mil km, considerada muito acanhada em vista das distâncias e dos volumes envolvidos nas transferências de bruto e derivados ao longo do território nacional.

Os problemas identificados no segmento de transporte e estocagem são os seguintes:

a) escoamento da produção da Bacia de Campos para as refinarias situadas no Estado do Rio e São Paulo - apesar da proximidade, parte do escoamento para o Estado de São Paulo ainda vem sendo realizado por via marítima, utilizando o Terminal de São Sebastião. O escoamento da produção da Bacia de Campos, seja para o Rio de Janeiro seja para São Paulo,

²⁶ Os custos de implantação da capacidade de hidrotreamento necessária ao país envolve investimentos da ordem de US\$ 1 bilhão (vide Tabela 15).

vem requerendo investimentos para a ampliação da malha e para a construção de novos dutos. De qualquer forma, algumas providências vêm sendo tomadas a esse respeito, como a elaboração do projeto de construção de um oleoduto entre as cidades do Rio de Janeiro e São Paulo e da ampliação do oleoduto que liga a Bacia de Campos ao Rio de Janeiro.

b) escoamento da produção de derivados e álcool - o custo de distribuição desses produtos é alto, em torno de US\$ 1 bilhão/ano, muito do que se atribui aos custos elevados do transporte rodoviário. Para diminuí-los, há necessidade de investir maciçamente em dutos para transporte de leves, já estando em pauta a construção dos polidutos Replan/Brasília, Temadre/Jequié/Itabuna e Repar/Florianópolis.

c) limitada capacidade de estocagem da empresa - a capacidade de estocagem correspondia, em 1990, a 7,5% do petróleo bruto consumido (1 mês de consumo), a 4,6% do consumo de derivados (17 dias), e a 8,5% do consumo de álcool. Mesmo que se considere que a capacidade de estocagem é da ordem de um mês de consumo, é, contudo, muito pequena quando comparada com a dos países desenvolvidos, onde os estoques são formados para três meses. A situação somente não se configura como grave pois sempre resta a possibilidade de intervir na produção interna. Para alguns derivados, porém, o problema de estocagem é crítico. Este é o caso do GLP, para o qual a capacidade de estocagem é de apenas 15 dias. Como se trata de um derivado cujas importações representam 25% do consumo interno, necessita ser ampliada. As informações mais recentes dão conta que a empresa está projetando duplicá-la, investindo em sistemas de armazenamento em cavernas junto ao Terminal de São Sebastião

Todos os segmentos analisados, a não ser o de exploração, acusam um certo atraso quanto à automação de processos. No entanto, encontra-se em curso na Petrobrás a implantação de um programa de automação das unidades produtivas, o qual está mais adiantado no segmento de refino (20% das plantas operam sob o novo sistema).

Confrontada com a situação internacional da indústria petroleira, a da Petrobrás, apesar dos problemas identificados quanto à atualização de equipamentos, não revela defasagens significativas. Isso porque também na indústria internacional tem se observado um baixo nível de investimentos que repercute no envelhecimento das unidades de produção. De uma maneira geral, a desatualização dos equipamentos está aumentando os riscos de acidentes na indústria. O acidente com o petroleiro nas Ilhas Shetland e os incêndios em refinarias nos Estados Unidos comprovam essa situação.

2.3.2. Recursos Humanos

Como resultado do esforço histórico na formação de recursos humanos, a Petrobrás conta hoje com 26,3% dos seus empregados com nível superior e 1,2% com pós-graduação. Tal nível de qualificação somente pode ser encontrado no país em empresas pertencentes a setores tecnologicamente de ponta, como o de informática.

Os principais mecanismos utilizados pela empresa para qualificação de seu quadro técnico são: i) Promoção de mestrado e doutorado no exterior (44 em doutorado e 13 em mestrado); ii) Promoção de pós-graduação no país (26 em doutorado e 147 em mestrado) em universidades conveniadas com a empresa; e iii) Promoção de cursos técnicos de nível médio e superior em centros de treinamento da empresa e universidades.

Em 1990, 25% dos empregados graduados da empresa realizaram curso de pós-graduação. Nesse mesmo ano, os cursos técnicos e estágios envolveram 80 641 participações, totalizando 500 mil horas e uma carga média de 9 horas por empregado/ano. Os custos dessas atividades foram da ordem de U\$33,74 milhões. Em 1992, porém, foram reduzidos para U\$ 27,59 milhões. A nível global, os custos com a formação de recursos humanos, em 1990, representaram 1,02% da folha de pagamento e 0,71% do orçamento da companhia. Comparando-se esses dados no contexto nacional e internacional, pode-se afirmar que a Petrobrás ocupa posição de destaque quanto aos investimentos em recursos humanos. Mesmo assim, a crise econômico-financeira tem levado a empresa a cortar investimentos na formação de seus quadros.

Para coordenar o seu esforço na qualificação de pessoal, a empresa constituiu um serviço de recursos humanos (SEREC), o qual possui dois centros de treinamento. Nesses centros, onde estão lotados 389 empregados, 138 têm graduação, 40 possuem mestrado e 5 realizaram doutorado.

Merece ser destacada a cooperação empreendida pela Petrobrás, para a capacitação de recursos humanos, com as universidades brasileiras. A evolução dessa cooperação pode ser analisada sob vários aspectos, tais como os valores conveniados ou no número de instituições envolvidas. Somente em 1990, os convênios com universidades envolveram U\$ 2,7 milhões, valor que corresponde a 8,1% dos investimentos totais em recursos da companhia nesse mesmo ano. Há que ser destacado, também, que esses gastos vêm sendo reduzidos, caíndo para U\$ 1,9 milhão, em 1992, projetando-se apenas U\$ 1,5 milhões para 1993. Novamente a crise financeira força a Petrobrás reduzir investimentos em atividades vitais para sua capacitação tecnológica.

Ainda com relação à formação de recursos humanos, constatou-se que os esforços da Petrobrás foram grandemente concentrados nos segmentos de exploração e produção. Nesses, entre 87 e 92, o número de mestres aumentou de 85 para 331, enquanto o número de doutores passou de 13 para 43. No Departamento de Exploração, particularmente, o número de doutores apenas é ultrapassado pelo existente no Centro de Pesquisa- Cenpes, o qual conta com 39 doutores. Esses números permitem afirmar que o investimento maior em recursos humanos da empresa se concentrou na área produtiva, como não poderia deixar de ser.

No que respeita às relações empregado-empresa, os últimos anos têm se caracterizado por uma redução significativa do nível de conflito em torno às questões salariais. Dois fatores externos à empresa e um interno contribuíram para esse resultado.

Os fatores externos dizem respeito ao maior comedimento da pauta de reivindicações salariais, decorrente do aprofundamento da crise econômica brasileira, e a reformulação da sistemática de controle das estatais por parte do Governo federal, que proporcionou à empresa maior capacidade de negociação.

No plano interno, com a retomada da atividade sindical nos anos finais da década de 70, o principal problema enfrentado pela Petrobrás era a crescente adesão dos escalões superiores aos movimentos reivindicatórios, configurando um processo gradual de elevação da linha de ruptura entre a base o topo da cadeia de comando. A crescente participação das instâncias de supervisão nos movimentos reivindicatórios era encarada de forma heterogênea na empresa; enquanto em algumas unidades operacionais era pouco tolerada, em outras, devido a preocupação com o risco de desconexão entre supervisores e a base de operadores, era maior a aceitação.

A entrada em vigor de uma legislação de greves mais flexível após a promulgação da nova Constituição no ano anterior, coincidente com um período de dificuldades financeiras para a empresa, levou a que se registrasse em 1989 um total de 73 dias de paralização de atividades em unidades operacionais da Petrobrás devido à greves. A deterioração das relações empregado-empresa expressou-se não somente na brusca elevação do número de dias parados — nos anos de 1987 e 1988 esse número havia sido de 11 e 16, respectivamente — mas também porque, em parte como um movimento de defesa corporativa, a linha de ruptura havia atingido o corpo gerencial da empresa.

O atingimento desse nível crítico de conflito levou a que as as relações internas fossem repensadas, abrindo espaço para a maior participação da base no processo decisório de modo a

garantir a coesão do corpo de empregados. Para minorar as resistências, implementou-se um processo de desenvolvimento gerencial cujos resultados têm sido positivos. Os sistemas de carreira e de hierarquia interna na Petrobrás, que sempre foram tradicionais, estão sendo revistos visando a simplificação dos níveis hierárquicos e, em decorrência, uma nova filosofia gerencial. A empresa prevê introduzir, em 1994, novas formas de carreiras que incorporam conceitos semelhantes à carreira em Y (carreiras técnica e gerencial).

A nova política tem sido bem sucedida haja vista a redução a zero do número de dias parados por motivo de greves nos anos de 1992 e 1993.

Já o encaminhamento de questões de natureza não salarial sempre avançou de forma menos conflitiva. Embora a flexibilização de tarefas ainda não constitua um foco corporativo, a empresa vem adotando ações coordenadas visando o aumento da multifuncionalidade. A elevada escolaridade do corpo funcional tem facilitado a compreensão desse processo como trajetória inexorável de desenvolvimento da empresa. Também o programa de Qualidade Total tem desempenhado contribuição fundamental no processo de conscientização dos empregados para a importância dessa modernização.

Atualmente a principal fonte de conflitos tem se originado da insuficiência dos instrumentos de gestão voltados para incrementar a mobilidade da força-de-trabalho, em especial, em termos da localização geográfica. Esses instrumentos necessitam ser fortalecidos para propiciar a que a realocação geográfica dos empregados possa ser melhor estimulada.

O elemento mais impactante da modernização em curso, a difusão de automação digital dos processos iniciada recentemente, tem ocorrido de modo pouco traumático. Além de facilitada pela redução de pessoal proporcionada pelo programa de estímulo à aposentadoria (ou por força da legislação previdenciária), que abriu espaço para realocação funcional de pessoal, a automação vem se dando segundo um planejamento no qual as questões trabalhistas são priorizadas. De modo a assegurar uma transição suave, o processo de automação é dirigido por um plano estratégico decenal, desdobrado em projetos bianuais para facilitar a sua implementação, que contemplam a capacitação e retreinamento de toda a cadeia envolvida (operadores, pessoal de manutenção, etc.).

A principal reivindicação sindical quanto a essa questão refere-se às garantias de participação dos trabalhadores nas decisões sobre automação, o que é cumprido pela empresa. Os problemas, quando ocorrem, são motivados por posturas gerenciais inadequadas, mas são muito localizados e poucos expressivos no conjunto.

Por fim, cabe observar que o debate sobre o monopólio constitucional tem aguçado as preocupações dos empregados, em particular os das áreas consideradas de menor atratividade econômica. Há o temor de que com a extinção do monopólio, e principalmente com um eventual desmembramento da empresa, essas áreas sejam fragilizadas. No momento essa questão não constitui foco efetivo de conflitos de vez que ainda não é considerada um fato concreto. Não se pode desconhecer, contudo, que as associações e sindicatos do setor são extremamente atuantes e politicamente influentes, e são, sem dúvida, parte importante de qualquer negociação relacionada com a empresa.

2.3.3. Aquisição de Insumos e Controle de Qualidade

A preocupação com o controle de qualidade dos materiais tem sido constante na Petrobrás. Entretanto, a política de controle de qualidade é voltada para a compra de insumos (equipamentos, partes, peças, matérias primas, etc.). Quando se trata dos produtos Petrobrás, no entanto, a atenção dada para a qualidade nas compras não se verifica com a mesma intensidade. A empresa ainda não utiliza os sistemas mais modernos de gestão, como o de qualidade total.

A aquisição de insumos é realizado pelo Serviço de Materiais (Sermat)²⁷ que, todavia, não responde pelo conjunto de aquisições da empresa e sim por aquelas que requerem acompanhamento específico. Mesmo assim, o Sermat foi responsável, em 1992, por um volume de compras da ordem de U\$ 292,1 milhões, cerca de 44% das aquisições de materiais feitas no período, dos quais 60% foram realizadas no mercado interno. Deve-se salientar, contudo, que os historicamente elevados índices de nacionalização²⁸ dos equipamentos adquiridos pela Petrobrás vêm baixando. Esse índice que era de 90%, em 1990, caiu para 81%, em 1992, refletindo-se numa importante redução dos preços de equipamentos.

Não é de se esperar, porém, que o índice de nacionalização continue diminuindo. Pode ser observado um entendimento na empresa que 80% é um índice de nacionalização considerado mínimo. A tendência é de retomar o crescimento da participação nacional até algo próximo aos 85%. A preocupação da Petrobrás em manter um parque industrial de bens de capital no país, da qual depende fortemente, caminha nessa direção. Ademais, não resta dúvida que a competitividade da empresa depende cada vez mais do amadurecimento da indústria para-petroleira no país.

²⁷ Atualmente, o Sermat dispõe de 355 funcionários dos quais 62,8% possuem nível superior.

²⁸ Esses índices são construídos comparando-se valores das importações líquidas de impostos e das produção local com impostos, de modo que são sobrevalorizados.

Quanto à forma de atuação do Sermat, esse cadastra e classifica os fabricantes em função do desempenho de seus equipamentos. Constam desse cadastro 820 empresas, das quais 458 são fornecedores nacionais providos de qualificação técnica (correspondente à ISO 9000), 251 não a possuem e cerca de 100 são estrangeiros. A inclusão de fornecedores estrangeiros no cadastro é uma iniciativa de 1992 inserida na mencionada política de abertura de compras.

Os fornecedores nacionais não qualificados são avaliados através de determinados índices elaborados a partir da análise minuciosa do sistema de qualidade do fabricante, de sua engenharia de produto e de sua capacidade fabril. A partir desses índices, é atribuída uma nota de avaliação pelo Serviço de Qualidade (Sermat/Sequal).

Segundo o Sermat, a atual capacitação fabril da indústria de bens de capital brasileira resulta, em parte, da aplicação pela Petrobrás de sistemas de controle da qualidade aos fornecedores. Todavia, entende-se que essa indústria carece de capacitação tecnológica em produto, tecnologia que vem sendo transferida de parceiros internacionais.

A implementação das atividades da Petrobrás em águas profundas está requerendo de seus fornecedores desenvolvimento e absorção de tecnologia, o que vem se dando com o estabelecimento de parcerias com empresas líderes internacionais. Em geral, enquanto as empresas estrangeiras se responsabilizam pela parte fundamental do produto, as nacionais de bens de capital se responsabilizam pela fabricação dos equipamentos. Tal é o caso da fabricação das Árvores de Natal Molhadas, que envolve associação entre a CBV e a FMC e entre a filial brasileira ABB e a Vetco Gray. Também para a fabricação dos "risers flexíveis" estão envolvidas a empresa francesa Coflexip em associação com o Bradesco na empresa brasileira Flexibrás.

A própria Petrobrás está realizando acordos de parceria com empresas líderes nacionais e internacionais. Nesses acordos os custos de desenvolvimento de uma tecnologia são rateados entre os parceiros. Assim está se procedendo para desenvolver novos "risers flexíveis" e sistemas de conexão, envolvendo acordos com Coflexip e a Furukawa. Não obstante, ainda são poucas as empresas brasileiras que participam do desenvolvimento tecnológico de ponta. A Composite é uma delas, desenvolvendo novos materiais compostos. A Petrobrás vem procurando não somente financiar o desenvolvimento tecnológico da indústria de bens de capital nacional, mas também celebrar parcerias com empresas líderes internacionais.

No contexto da PICE e do PBQP, a Petrobrás está buscando contratos de fornecimento *supply house*, com entregas *just in time*, e outras formas de contratação que reduzam a formação de estoques. Para tanto, o Sermat vem celebrando contratos de fornecimento global

para produtos químicos de fluxo de consumo regular. Também está adquirindo sobressalentes para grandes máquinas, o que resultará na redução de itens em estoque e permitirá um fluxo mais regular de compras. Por tudo isso, pode-se constatar que a Petrobrás está dedicando grande atenção para o planejamento da compra de insumos.

2.3.4. Segurança e meio ambiente

A preocupação com a segurança no processo produtivo e, mais recentemente, a preocupação com o meio ambiente, vêm sendo incorporadas na cultura da Petrobrás. Especificamente quanto ao meio ambiente, vem se observando a contabilização dos possíveis impactos ambientais entre as variáveis que determinam a implementação de programas de investimento. Quanto à segurança, é preciso enfatizar, que a crescente atuação *offshore*, responsável por 70% da produção de óleo do país, vem aumentando consideravelmente os riscos de acidentes na empresa. Ademais, essa tende a incrementar atividades localizadas em lâminas d'água cada vez mais profundas, que representam, sem dúvida nenhuma, riscos adicionais. De fato, o número de acidentes e a sua dimensão aumentou. Veja-se o acidente na plataforma de Namorado, em julho de 1991 e a sucessão de vazamentos na plataforma continental e no terminal em São Sebastião. Essas ocorrências podem ser consideradas sintomáticas da crescente dificuldade da empresa com a intensificação das atividades na fronteira *offshore*.

Vem constatando-se, no entanto, considerável esforço por parte da Petrobrás para contornar determinados problemas, como os vazamentos em São Sebastião. Esses foram reduzidos, através de inspeções rigorosas e sistemáticas, de 440-500 m³, em 1991, para 3,6 m³, em 1992. Nesse ano, provavelmente em decorrência dos acidentes de 1991, percebe-se uma nova disposição da empresa para enfrentar as questões de segurança e meio ambiente, demonstrada pelo montante dos investimentos nesses setores. Neles a Petrobrás pretendia investir recursos superiores a US\$ 200 milhões, alguma coisa ao redor de 6% dos seus investimentos totais.

Também como reflexo do crescimento do número de acidentes, foi criada em, 1991, a Superintendência de Meio Ambiente, Qualidade e Segurança Industrial (SUSEMA). Essa, diretamente ligada à Presidência, tem, entre outras, a tarefa de internalizar a problemática ambiental e da segurança no processo produtivo da companhia.

2.3.5. Métodos de gestão e capacitação gerencial

A racionalização administrativa tem sido objeto de política da Petrobrás, podendo-se

identificar uma redução dos níveis hierárquicos de 8 para 6, e uma simplificação em seus organogramas. Na Replan, a mais moderna refinaria do país, houve uma diminuição de 20% dos níveis de gerência, também passando-se de um nível de organização funcional para outro, de plantas (unidades de produção).

A adoção de métodos de controle de estoques *just in time* e de sistemas de controle de qualidade total para os insumos, anteriormente mencionados, também apontam para transformações internas com o intuito de maior racionalização administrativa. No Departamento de Serviços de Engenharia, o programa de gestão por qualidade total encontra-se em fase de estudos. Segundo a empresa, aproximadamente 50% dos gerentes desse Departamento foram treinados para a aplicação desse método.

No Departamento de Produção, onde as questões de segurança são vitais, o programa de gestão de qualidade total se encontra em fase de implantação. Tem por objetivos a criação de indicadores e parâmetros de controle para mensuração das perdas e ganhos no processo produtivo.

2.3.6. Esforços de capacitação em PD&E e fontes externas de conhecimento tecnológico

As atividades de P&D e Engenharia Básica da Petrobrás se concentram no Cenpes. Envolvem 1585 empregados, dos quais 39 com doutorado, 234 com mestrado e 481 com graduação. O número de empregados com nível superior nesse Centro não tem sido alterado recentemente, mantendo-se em torno de 50% do quadro de pessoal. Não obstante, o número de mestres cresceu 181% e o de doutores 18%, de 1991 para 1992. Além dos empregados, existe também um efetivo importante de pessoas envolvidas na prestação de serviços à esse Centro, ao todo 405 pessoas (316 de nível superior e 89 técnicos). No Cenpes estão alocados 3,1% dos empregados da empresa.

O mais meritório dos esforços em PD&E realizados no Cenpes foi o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - PROCAP. Esse programa investiu recursos da ordem US\$ 70 milhões entre 1986-91. Teve por finalidade desenvolver tecnologia para produzir petróleo em profundidades até 1000 metros, gerando algumas partes dos principais componentes da tecnologia dos sistemas flutuantes de produção: plataforma semi-submersível, árvore de natal molhada, *template manifold*, e sistemas de amarração e de conexão.

Vale ressaltar que nem todo o desenvolvimento dessa tecnologia tem sido executado pela Petrobrás. A empresa tem recorrido, também, a contratação de fontes externas como para

certos equipamentos que foram desenvolvidos em parceria com empresas de bens de capital. Já a concepção básica de plataformas foi realizada "intra-muros" e posteriormente repassada para empresas de serviços que realizam a engenharia de detalhe.

Apesar do desenvolvimento tecnológico próprio, a Petrobrás importa, também, parte substancial do novo conhecimento posto a disposição da indústria, para depois adaptá-lo às condições locais. Foi assim com a tecnologia de plataformas semi-submersíveis e com alguns de seus periféricos, e com a tecnologia das TLP, que a empresa já domina. Essas tecnologias, após terem sido absorvidas, foram redesenhadas pela empresa.

O acesso da Petrobrás à tecnologia de fronteira tem sido feito através da celebração de contratos multi-cliente e da pesquisa contratada. Através de contratos com empresas e universidades, onde são gastos anualmente US\$ 4 milhões, a empresa busca acompanhar a evolução de tecnologias revolucionárias, como o bombeio multifásico, que poderá eliminar a necessidade de plataformas.

Atualmente o Cenpes está lançando o PROCAP 2000, com o objetivo de estender a capacitação tecnológica da empresa a profundidades de até 2000 metros. Esse programa deverá contar com apoio da Finep e do BNDE, no contexto do PACTI.

Os gastos com o Centro de Pesquisa, em 1992, somaram US\$ 106 milhões, representando, aproximadamente, 0,7% do faturamento líquido da empresa.²⁹ O Cenpes é o maior centro de pesquisa industrial do país.³⁰

Fora do Cenpes, os esforços em engenharia de implantação e montagem se concentram no Departamento de Serviços de Engenharia - Segen, que supervisiona a contratação e execução dos projetos de investimento da empresa. É encarregado do planejamento e do controle da implantação de novas unidades e melhoramento das existentes; da seleção e da aquisição de equipamentos auxiliando o Sermat, garantindo a qualidade dos empreendimentos e exercendo rotinas de fiscalização na implantação; executa uma série de tarefas de implantação de unidades produtivas, em particular o lançamento e montagem de plataformas fixas e de oleodutos, tanto em terra como no mar. Também exerce a função de supervisionamento da

²⁹ A média da indústria do petróleo se situa na faixa de 0,6%. A maior empresa, a EXXON gasta aproximadamente essa proporção. A Shell Oil que é umas das líderes mundiais em águas profundas alcança a faixa de 0,8%.

³⁰ Das empresas que investem em P&D no país, apenas a Telebrás possui um Centro de Pesquisa (Cpqp) comparável ao Cenpes. Entretanto, o Cpqp vem sofrendo cortes substanciais no seu orçamento para pesquisa, de modo que o dispêndio aprovado para 1991 foi da ordem de 60 milhões de dólares, o que representa uma queda de 21,6% dos investimentos em relação ao ano passado (orçamento deste Centro para 1990 foi de 73 milhões de dólares). Gazeta Mercantil, 27/6/91

construção das plataformas da Petrobrás, como a que foi encomendada em Singapura (consórcio Tenenge-Fells), uma grande semi-submersível para a produção de 100.000 bbl/dia.

Não obstante a existência do Segen, parte significativa das tarefas de engenharia é contratada externamente, junto à empresas especializadas em detalhamento, construção, montagem e partida.

O Serviço de Engenharia da Petrobrás, contudo, sofreu forte retração a partir de 1987, devido a situação econômica adversa do país e a contração dos investimentos da empresa. Nos últimos quatro anos, o Segen sofreu uma redução de 40% de seu quadro de pessoal, contando, em 1992, com 1314 empregados, dos quais 746 graduados e 6 mestres. Para compensar as perdas de técnicos sem comprometer a eficiência, o Segen está investindo maciçamente na formação de recursos humanos.

2.3.7. Atuação externa da Petrobrás

A Petrobrás possui as subsidiárias Braspetro e Brasoil voltadas para a venda de serviços no exterior. A produção da Braspetro e controladas no exterior, em 1992, foi de 21300 bbl/dia, com receita de US\$ 100 milhões. Suas atividades envolveram diversos países, entre os quais os Estados Unidos, Noruega, Reino Unido, Angola, Argentina, Bolívia, Equador e Colômbia.

Afora essas subsidiárias, também o Departamento de Exploração tem executado serviços de prospecção na Colômbia e nos Estados Unidos, o Serviço de Engenharia tem implantado plataformas em Angola, e o Departamento de perfuração prestado serviços de sondagens nesse último país, no Equador e na Líbia, aproveitando oportunidades no mercado externo.

Apesar dessas atuações, as atividades de prestação de serviço tecnológico e mesmo investimentos diretos no exterior foram limitadas, até o presente. Estão relacionadas, na maioria dos casos, à utilização da capacidade produtiva excedentária (sondagem) ou a estratégia de acesso de mercados localizados no exterior. Nesse último caso se inserem a atuação em Angola, cujo petróleo contribui para o abastecimento interno do país, e no Golfo do México e Mar do Norte, que lhe vem permitindo acessar muitos dos avanços da tecnologia *offshore*. Vale salientar, entretanto, que a estratégia de expansão além fronteiras respeita limites demarcados pela própria capacidade de financiamento e prioridades definidas pelo mercado interno.

As atividades internacionais nem sempre garantiram um bom retorno para a Petrobrás. Muito pelo contrário, a situação superavitária da Braspetro, depois de alguns anos acumulando maus resultados, é recente. Coincide com a liquidação, em 1992, de várias subsidiárias no exterior (Braspetro Algie, Petrobrás Norge, Brasnor e Espa Angola) e com a consequente recentragem nas atividades de concepção de projeto básico e de operação de sistemas de produção.

Não se pode negar, contudo, que exista alguma perspectiva de expansão para o exterior. O crescimento das reservas da Braspetro, atualmente 128,6 milhões de bbl, abrem possibilidades para aumento de sua produção para 45000 bbl/dia (atualmente é de 24000 bbl/dia). Mas a oportunidade maior de expansão internacional da Petrobrás está no âmbito da América Latina. A política de integração econômica em curso, abre também caminho para a integração energética regional. Assim, Brasil e Bolívia celebraram acordo para que o gás natural boliviano seja fornecido ao Brasil através de um gasoduto ligando esses dois países. Terá duração de 20 anos e prevê o fornecimento inicial de 8 MMm³ de gás natural, volume que deverá ser ampliado até 17 MMm³. Os investimentos previstos são da ordem de US\$ 2 bilhões.

O projeto básico do gasoduto Brasil-Bolívia já foi contratado à Braspetro e, para o desenvolvimento e exploração, a Petrobrás deverá criar uma joint-venture resguardando sua participação majoritária. Os 49% restantes seriam oferecidos para investidores privados, nacionais ou estrangeiros.

Mas nem tudo ainda está devidamente equacionado para a construção do gasoduto. Embora, o financiamento deva partir de um *pool* de bancos privados e oficiais, aparentemente existem resistências do Banco Mundial, um dos principais investidores, em financiar investimentos num projeto com controle majoritário da empresa estatal.

A Petrobrás tem se interessado, recentemente, em investir na exploração de gás e petróleo na bacia Noroeste Argentina, tendo adquirido 15% do consórcio detentor das áreas. As expectativas são de que a bacia Noroeste contenha reservas de grande porte, inclusive ultrapassando as bolivianas, podendo dar suporte a produção de 30 MMm³/dia. Sem considerar o interesse brasileiro nesse gás, pode-se afirmar que o mercado interno da Argentina apresenta uma grande capacidade de absorção dessa esperada produção.

Além de executar, em parceria, atividades de exploração na plataforma continental da Argentina, a Petrobrás tem priorizado aquisições do petróleo desse país. No começo de 1993, a

empresa acertou um contrato com a YPF para a aquisição de 40 000 bbl/dia, na esteira de uma política de maior equilíbrio da balança comercial entre os dois países. Mas a integração energética não se restringe, no âmbito da América Latina, à Argentina. A Petrobrás também vem dando forte ênfase às aquisições de petróleo da Venezuela e do México, respectivamente 30000 e 20000 bbl/dia. Dessas interações comerciais recentes, pode ser depreendido que a integração latino-americana se constitui num espaço privilegiado para a expansão internacional da Petrobrás.

2.4. Estratégias da Petrobrás

As empresas estrangeiras sempre consideraram o Brasil país pouco promissor para a exploração e produção de petróleo, não obstante o manifesto interesse, desde as primeiras décadas do século atual, em atuar no mercado da distribuição de derivados no país. Mesmo quando o monopólio ainda não havia sido instaurado, em momento algum implantaram atividades de exploração, produção ou transformação de bruto no país. Essa postura pode ser apontada como a principal razão que levou o Estado a chamar a si a incumbência de criar uma indústria de petróleo nacional e outorgar-lhe o exercício do monopólio. Antes disso, porém, as tênues iniciativas do Serviço Geológico, na década de 20, do Departamento Nacional da Produção Mineral, criado em 1934, e do Conselho Nacional do Petróleo, constituído em 1938, foram pouco efetivas. De qualquer maneira, essa evolução mostra uma intervenção crescente do Estado, que culminou, em 1953, na criação da Petrobrás e na instauração do monopólio da União sobre as atividades de exploração, produção, transformação, transporte e estocagem de petróleo e derivados.

A evolução da Petrobrás pode ser dividida, pelo menos, em quatro grandes etapas. A primeira etapa refere-se a consolidação da empresa, cujo maior desafio se constituía em internalizar no país as atividades de produção e de refino de petróleo. Assim, a produção de petróleo nacional passou de 6000 bbl/dia, em 1954, para 95400 bbl/dia em 1961. Também o parque de refino foi ampliado, alcançando 308600 bbl/dia nesse mesmo ano.³¹ Essa primeira etapa, caracterizada pela implantação e consolidação da indústria no país, estende-se até meados dos anos 60. Registre-se aqui, que data dessa época a preocupação da empresa em incentivar a formação de uma indústria de bens de capital no país para abastecer suas necessidades de equipamentos. Ao lado de outras estatais, a Petrobrás se constituiu num importante instrumento do Estado para a aplicação de políticas de substituição de importações no setor de bens de capital.

³¹ LAFER, Celso (1975) *O Planejamento no Brasil - Observações sobre o Plano de metas (1956-1961)*. LAFER, Betty Mindlin (ed.) *Planejamento no Brasil, Debates Economia*, Ed. Perspectiva, 3.edição, pp. 29-51, São Paulo.

Na segunda etapa, que se estendeu de 1967 a 1973, abrangendo o período do milagre econômico, a Petrobrás passou por importantes transformações. A política de fixação de tarifas do governo lhe permitiu maior autonomia gerencial. A expansão do consumo de derivados levou a empresa a ampliar seu parque de refino para 1200000 bbl/dia. Também diversificou-se para a petroquímica e passou a prestar serviços no exterior. enquanto isso, a produção interna de petróleo foi deixada para um segundo plano.

Com o advento da crise do petróleo, em 1973, a companhia alterou progressivamente sua política em busca de uma maior auto-suficiência. Demarcou-se, assim, uma nova etapa em sua evolução, a terceira, na qual passou a dar prioridade às atividades de exploração e produção. Essa nova prioridade, porém, não pode ser implantada imediatamente, pois para a produção no mar, onde se previa existir maior potencial petrolífero, não se dispunha nem de tecnologia nem de recursos para investimento nas quantidades requeridas.

De fato, a quase totalidade do petróleo até então produzido no país vinha das bacias sedimentares localizadas no continente, visto que somente em 1974 foram feitas as primeiras descobertas na Bacia de Campos. Até que a produção *offshore* viesse ser desenvolvida, o país dependeu, fundamentalmente, do petróleo importado. A produção interna permaneceu estagnada até o começo dos anos 80, enquanto o consumo prosseguiu sua trajetória de crescimento.

Com o segundo choque do petróleo, a Petrobrás intensificou, de forma decisiva, o esforço de produção em direção da plataforma marítima.

Esse esforço resultou num formidável salto produtivo na primeira metade da década de 80. A produção mais do que triplicou durante esse período, alcançando a marca de 563.000 bbl/dia em 1985. A Bacia de Campos se tornou a principal produtora do país, recebendo maciços investimentos em exploração e produção, que chegaram a representar 90% do valor das inversões da empresa nessa mesma época. Fruto dessa estratégia, as reservas cresceram consideravelmente.

Na segunda metade da década de 80, a Petrobrás passou a enfrentar graves problemas, que definem o início da quarta e mais recente etapa da evolução da empresa. Essas dificuldades levaram a Petrobrás a adotar uma estratégia de produção defensiva, baseada em um baixo nível de investimento, que se refletiu na relativa estagnação da produção, que alcançou 653000 bbl/dia em 1992.

Dentre as dificuldades que concorreram para a estagnação da produção no período recente podem ser destacadas:

- Inexistência de tecnologia para explorar as reservas definidas em águas profundas (mais de 400 metros de lâmina d'água), as quais representam 60% das reservas potenciais da empresa. Nesse contexto, somente os campos de Marlim e Albacora, recebendo investimentos adequados, permitiriam alcançar a produção de 1 milhão de bbl/dia num prazo de 4 anos, e de 1,5 milhões bbl/d no final do século. As dificuldades de natureza tecnológica foram aparentemente contornadas mas a escassez de recursos persiste.

- Indisponibilidade de recursos para o auto-financiamento. A queda dos preços do petróleo no mercado internacional não refletiram em ganhos para a empresa. Isso porque a política anti-inflacionária implementada por sucessivos governos do país, desde meados da década de 80, representou para a empresa uma diminuição nos preços dos derivados no mercado interno da ordem de 50%. Também contribuiu para a escassez de recursos a dívida do Tesouro Nacional para com a empresa relativas ao transporte e estocagem de álcool.

No plano das estratégias de gestão, o Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade - PBQP tem conduzido à importantes modificações na Petrobrás. Incentivou maior preocupação com a qualidade dos produtos e com a segurança nos processos produtivos, resultando, recentemente, na criação da Superintendência de Meio Ambiente, Qualidade e Segurança Industrial.

Em 1991, baseando-se no PBQP, a companhia lançou o programa denominado "Processo Petrobrás de Meio Ambiente, Qualidade e Segurança Industrial". Esse tem por objetivos centrais o desenvolvimento e a difusão de métodos de gestão para a melhoria da qualidade e da segurança industrial, o desenvolvimento da pesquisa para melhorar a qualidade dos produtos, a melhoria na segurança de suas instalações e a redução da poluição. Percebe-se, assim, que há uma clara reorientação na postura da empresa que, seguindo as tendências internacionais da indústria do petróleo, procura compatibilizar produção, segurança e controle ambiental.³² No entanto, trata-se de uma "postura de cúpula" que ainda precisa ser difundida nos escalões intermediários.

³² A preocupação com o meio ambiente é imperiosa, basta lembrar que a EXXON teve de desembolsar US\$ 2 bilhões devido o acidente do petroleiro Exxon Valdez ocorrido no Alasca, em 1988.

2.5. Principais Obstáculos e Oportunidades à Competitividade

Os fatores internos e estruturais mais importantes que influenciam favoravelmente a competitividade da indústria de petróleo nacional são:

. Elevado grau de concentração e de verticalização da indústria, inclusive para que essa se apresente como um interlocutor expressivo no mercado internacional. Quanto a esse aspecto, a Petrobrás ocupa, a nível mundial, o nono lugar em capacidade de refino, o décimo segundo lugar em volume de reservas e o vigésimo lugar na produção de petróleo bruto.

. A estratégia adotada para o incremento da produção nacional, que resultou, além de uma maior cobertura da demanda interna, em elevada capacitação produtiva e tecnológica na produção *offshore*, permitindo à Petrobrás se destacar tanto no âmbito nacional como internacional.

Atualmente, o maior obstáculo à competitividade enfrentado pela empresa é o constrangimento de seus investimentos decorrentes da brutal queda no faturamento (Tabela 14) e do débito de US\$ 3,8 bilhões do Tesouro Nacional (contas petróleo, álcool e dívidas das estatais) com a empresa. Esse constrangimento tem prejudicado a plena utilização do potencial de expansão que a capacitação tecnológica da empresa possibilita. A tecnologia para exploração em profundidades até 1000 m, desenvolvida e patenteada pela empresa, não está sendo utilizada por falta de recursos. Da mesma forma, a limitação de investimentos vem causando sérios obstáculos à atualização do "hardware", cujo nível de modernização não acompanha os avanços tecnológicos da empresa. Na indústria do petróleo, parte substancial da capacitação tecnológica depende do nível de atualização dos equipamentos e instalações existentes. Ao restringir o investimentos, desacelera-se o processo de modernização e expansão, fato que pode comprometer a competitividade.

TABELA 14
FATURAMENTO E INVESTIMENTO DA PETROBRÁS DE 1980 A 1992

US\$ bilhões de 92

Anos	1980	1982	1987	1990	1992
Faturamento	28,9	28,6	23,1	13,2	15,6
Investimento	1,9	4,3	2,7	1,7	2,1

Fonte: Petrobrás

Segundo a Petrobrás, para ampliar a capacidade produtiva para 1 milhão de bbl/dia e 38 milhões de m³/dia de gás até 1995, atualizar equipamentos, adequar a estrutura de refino ao

petróleo nacional e às normas ambientais, e ampliar o sistema de transporte seriam necessários investimentos da ordem de US\$ 15,7 bilhões em quatro anos, como mostrado na Tabela 15.

TABELA 15
PRINCIPAIS PROJETOS DO PROGRAMA DE INVESTIMENTOS (93-97)

Área	Valor
Exploração	2,0
Desenvolvimento de Produção	5,8
Marlim I	1,3
Albacora II	1,9
Enxova Oeste	0,8
Refino	1,7
Unidade de Hidrotratamento.	1,0
Terminais e Dutos	2,4
Gasoduto Bolívia-Brasil	1,4
Frota de Navios	0,8
Outros (diversas áreas)	3,0
Total	15,7

Fonte: Petrobrás

A instabilidade gerencial é outro fator de grandes repercussões negativas interna e externamente à Petrobrás. Mesmo considerando a estabilidade do seu quadro técnico, as constantes ingerências do Estado no mais alto escalão gerencial é um obstáculo de vulto à consecução das metas e estratégias da empresa.

A existência de uma indústria de bens de capital e de engenharia no país favoreceu a consolidação de uma importante rede de fornecedores para a indústria do petróleo. Essa rede de empresas fornecedoras contribuiu para o sucesso produtivo e tecnológico da Petrobrás.

Os fatores sistêmicos atuam de forma contraditória, sobre a competitividade da indústria do petróleo.

Se por um lado, o porte da economia brasileira, com seu grande mercado interno, é um fator que favorece o bom desempenho da empresa, por outro, a falta de uma política industrial e a continuada utilização dos preços dos derivados como instrumento de política anti-inflacionária são fatores que o prejudicam. Os preços dos derivados vêm sendo

sistematicamente reajustados abaixo do custo do barril importado, gerando dívidas do Tesouro com a empresa. Da mesma forma, as quedas, desde 1986, do valor real do dólar e do preço do petróleo no mercado internacional se somam aos fatores que têm prejudicado o desempenho da indústria de petróleo nacional, uma vez que a remuneração da empresa tem como referência o preço do petróleo importado. Mesmo assim, a Petrobrás é importante fonte de recursos para o Estado (os tributos representam 30% do preço médio ao consumidor).

No que diz respeito as medidas de política econômica associadas ao PICE (Política Industrial e de Comércio Exterior), as que tiveram maior impacto sobre a Petrobrás foram aquelas relacionadas com o processo de abertura comercial. A redução das exigências necessárias para importação de equipamentos, combinada com a queda das tarifas aduaneiras, principalmente em bens de capital (estes também foram isentos do IPI), tem feito com que a empresa tenha adquirido maior flexibilidade na sua política de compras.

De fato, durante toda a década de 80, a Petrobrás procurou aumentar seu índice de nacionalização de equipamentos, alcançando 94% em 1990. Mesmo assim, a empresa queixa-se de que a elevação excessiva dos seus índices de nacionalização acabou onerando demasiadamente seus custos de investimento. Além do mais, muitos dos equipamentos fabricados no país, na verdade, eram apenas montados, enquanto outros não eram desenvolvidos suficientemente. Tudo isso levou-os a custar, em alguns casos, duas a três vezes mais que o preço internacional.

Assim, o impacto da política de maior abertura ao mercado internacional, refletindo-se na queda do índice de nacionalização, tem trazido uma redução dos custos da empresa e forçado a diminuição dos preços dos equipamentos fabricados no país.

Os fatores sistêmicos relacionados com serviços públicos de transporte não influenciam significativamente a competitividade da Petrobrás, uma vez que a empresa conta, em quase toda a cadeia produtiva, com infra-estrutura própria.

A crescente preocupação, a nível governamental, com as questões de natureza ambiental vem influenciando para que a empresa busque maior segurança, eficiência e redução da emissão de poluentes em seu processo produtivo.

3. POLÍTICA INDUSTRIAL E PAPEL DO ESTADO

3.1. Papel do Estado

Como em quase todos os países, é intensa a participação do Estado na indústria energética brasileira. Para o setor elétrico, define tarifas a serem praticadas até mesmo pelas empresas regionais. Para o setor carvoeiro estipulou, até recentemente, o nível da produção e os preços. Do mesmo modo, a participação de empresas estatais no setor energético brasileiro também pode ser considerada histórica. Nesse contexto, particularizam-se a indústria nuclear e a do petróleo, cujos monopólios foram instaurados após intensos debates e campanhas populares.

A intervenção do Estado no setor petróleo, muito mais do que em qualquer outro setor produtivo da economia brasileira, foi fundamental para o estabelecimento da indústria petrolífera no país. Historicamente, o padrão de intervenção pautou-se nos seguintes parâmetros institucionais:

Parâmetros Institucionais

Exploração-Produção - Monopólio entre 1953 e 1975. Em 1975, foi permitida a participação estrangeira na atividade exploratória através dos contratos de risco. No entanto, a nova Constituição promulgada em 1988 restaurou o monopólio nessas atividades.

Refino-Transporte-Estocagem - Monopólio desde 1953. As modificações sugeridas pela proposta de emenda constitucional do governo Collor, previam a abertura dessas atividades às empresas privadas nacionais e/ou internacionais.

Distribuição - Nunca se constituiu em monopólio e vem funcionando através de um sistema de concessão, onde participam, inclusive, empresas multinacionais.

Adicionalmente, desde a criação do CNP, em 1938, o Estado institucionalizou o controle das tarifas dos derivados no setor petróleo. Essas tarifas têm sido usadas como instrumento privilegiado de política econômico-industrial e, nas últimas duas décadas, como instrumento de política anti-inflacionária. De 1987 até 1991, essa situação se agravou na medida em que os preços dos derivados acumularam uma enorme defasagem em relação a

inflação. Essa política afetou negativamente o desempenho da Petrobrás nos últimos anos, pois comprimiu a sua capacidade de investimento. Não há dúvida que esta tem sido a principal forma de interferência do Estado sobre o desempenho da empresa. Paradoxalmente, apesar do atual governo ter manifestado interesse em recompor as tarifas públicas, este intento ainda permanece limitado pelas restrições da política anti-inflacionária em curso.

Pode-se afirmar que nem só as campanhas de fundo nacionalista forjaram a participação do Estado na indústria petrolífera nacional. O desinteresse das companhias estrangeiras em prospectar petróleo no Brasil muito contribuiu para que o Estado assumisse a iniciativa de sua exploração e de execução das etapas posteriores de sua industrialização.

Somente com a crise do petróleo dos anos 70 e a identificação de bacias petrolíferas *offshore*, as empresas estrangeiras manifestaram o interesse pela exploração de petróleo no Brasil. Abriu-se, então, o país aos contratos de risco, primeira e única flexibilização introduzida no monopólio exercido pela Petrobrás.

No entanto, os investimentos estrangeiros não alcançaram a ordem de grandeza esperada. Os resultados das pesquisas realizadas pelas empresas estrangeiras pouco contribuíram para o aumento das reservas nacionais de petróleo, mas tiveram um certo impacto sobre as de gás natural, que aumentaram em cerca de 8%. Com relação a esses aspectos, é importante ressaltar que o Brasil se abriu aos contratos de risco no momento em que o capital estrangeiro saía em busca de novas reservas no mundo em desenvolvimento. Mas, se outras regiões da América Latina receberam inversões de porte, os contratos de risco no país não mereceram mais do que US\$ 1,2 bilhões por parte dos investidores internacionais e 0,5 de investidores nacionais. Mesmo assim, esses contratos tiveram a função de abrir novas regiões para a pesquisa exploratória, como foi o caso da Bacia de Santos, onde a Pecten está investindo no desenvolvimento do campo de gás de Merluza. A partir dessa descoberta, a Petrobrás intensificou atividades exploratórias nessa bacia que conduziram à descoberta de novos campos, como o de Tubarão.

O fato é que, transcorridos quarenta anos da instauração do monopólio do Estado sobre essa fonte de energia no país, poucos foram os momentos de debate sobre a pertinência e oportunidade do Estado continuar atuando intensivamente no setor.

A Constituição de 1988, motivada, possivelmente, pelo pequeno sucesso dos contratos de risco em atrair capital internacional ou em ampliar as reservas de petróleo nacional, proibiu a celebração de novos contratos. Voltou a caber exclusivamente à Petrobrás a missão de prospectar petróleo em todo território nacional.

A partir de 1990, teve início o Programa Nacional de Desestatização, recolocando-se a questão da participação do Estado no setor energético, mais especificamente, na indústria do petróleo. Isso significa, antes de tudo, rediscutir o monopólio e o papel exercido pela Petrobrás como sua executora, o que será tema relevante na próxima revisão constitucional.

3.2. Políticas de Reestruturação Setorial

A análise das tendências internacionais e o diagnóstico da indústria brasileira do petróleo mostram que são três as condições fundamentais para o incremento da sua competitividade:

- . prática de preços reais para os derivados;
- . integração produtiva na cadeia petrolífera; e
- . autonomia gerencial.

O debate institucional em torno do futuro da indústria de petróleo brasileira se estrutura em torno de algumas alternativas, entre as quais a quebra do monopólio, parcial ou completa, a privatização, o desmembramento da Petrobrás ou ainda um arranjo entre essas.³³

A discussão dessas alternativas, sob a forma de cenários, será apresentada a seguir. Cabe ressaltar que a análise toma por pressuposto que o monopólio do subsolo por parte da União não será modificado na próxima revisão constitucional. Além disso, a análise tem por foco a competitividade da indústria brasileira do petróleo, enfatizando as relações industriais ao longo da cadeia petrolífera. Com relação a esse último ponto, a possível privatização da Petrobrás é abordada do ponto de vista da indústria do petróleo e não como uma possível contribuição para o equacionamento da problemática macroeconômica.

1. Manutenção do monopólio

Do ponto de vista estritamente industrial, o monopólio assegura níveis de escalas operacionais e de integração da cadeia produtiva. Favorece a realização de planejamento de longo prazo criando condições para a competitividade do setor petróleo. Além disso, supre as

³³ Vale lembrar que o fim do monopólio estatal do petróleo foi postulado no "emendão" constitucional proposto pelo governo Collor. Nele foi sugerido o retorno dos contratos de risco para exploração e desenvolvimento de novos campos e a abertura à participação de empresas nas atividades de refino e transporte. A área de produção seria reservada à atuação da Petrobrás.

lacunas ainda existentes no aparato regulatório dessa indústria no país.

No entanto, de um ponto de vista mais amplo, a manutenção do monopólio, sem mudanças no relacionamento da Petrobrás com o governo, teria como consequência mais evidente o cerceamento ao pleno desenvolvimento da indústria no país. A empresa continuaria com problemas de recursos para realizar os seus investimentos e a sofrer os efeitos da interferência política na sua administração. A longo prazo, essa situação poderá levar a uma ruptura da capacidade produtiva, implicando a necessidade de importações crescentes de bruto e, até mesmo, de derivados.

A alternativa seria a manutenção do monopólio com o estabelecimento de um efetivo contrato de gestão. Através desse instrumento a Petrobrás estaria em melhores condições de atingir as suas metas e ampliar sua capacidade produtiva e capacitação tecnológica. Nesse cenário, a necessidade de incrementar o aparato regulador do Estado estaria relacionado aos parâmetros definidos no contrato de gestão.

Com efeito, os contratos de gestão podem representar um novo elemento de equilíbrio entre governo e estatais. Originários da experiência francesa, permitem uma maior transparência no relacionamento entre as partes, concedendo às empresas públicas uma gestão autônoma. Através desses contratos são realizadas amplas negociações visando a fixação das metas produtivas e de outros objetivos (como produtividade, salários, preços, etc.) e o grau de autonomia permitido às estatais. Seria desejável que representantes dos trabalhadores e da sociedade civil participassem da formulação desses contratos.

A celebração de contratos de gestão no Brasil, embora tenham sido objeto de Lei, tem sido postergada em virtude de dificuldades ligadas a negociação de seus pontos centrais. Para a Petrobrás, o governo deveria fixar nesses contratos regras de preços reais para os derivados, enquanto a empresa se comprometeria a obter resultados significativos.³⁴ Paradoxalmente, o governo, ao exigir maior transparência dos indicadores de desempenho produtivo da empresa para discutir uma nova forma de gestão, insiste em continuar orientando sua política salarial e empregatícia.³⁵ O impasse persiste, apesar dos contratos de gestão serem uma importante inovação para o quadro institucional brasileiro, especialmente no que se refere a autonomia gerencial.

³⁴ A Petrobrás se comprometeria a realizar uma produção de 1 milhão de bbl/dia em 1994, a manter uma relação reservas/produção satisfatória, a reduzir o custeio da empresa, a diminuir o índice de enxofre no diesel, entre outros.

³⁵ Por exemplo, as constantes mudanças no mais alto escalão da Petrobrás ocorridas nos dois últimos anos (quatro presidentes) demonstram a utilização política desse cargo.

Vale a pena ressaltar, também, que a continuidade do monopólio poderia limitar a internacionalização da Petrobrás. O acesso à exploração de campos em outros países poderia contribuir para a competitividade da empresa que, ao mesmo tempo, poderia obter financiamentos externos com maior facilidade. Acredita-se que a condição de monopolista obriga a empresa a focar preferencialmente o mercado interno, relegando a um segundo plano uma maior inserção no mercado externo.

2. Quebra do monopólio

Uma experiência de flexibilização do monopólio no segmento exploração já foi praticada por ocasião dos contratos de risco na década de 70. Na medida em que, potencialmente, incentivaria a ampliação dessas atividades no plano interno, atenderia a interesse maior do país. Evidentemente que, para a Petrobrás, os contratos de risco devem ser vistos como um instrumento exclusivamente empresarial. De todo modo, a quebra do monopólio nesse segmento não traria maiores consequências para a regulação da indústria no país, haja vista a experiência adquirida pela Petrobrás ao tratar com contratos de risco.

A quebra completa do monopólio teria efeitos profundos na indústria brasileira do petróleo. Primeiro, o Estado teria que exercer efetivamente o papel de agente regulador. Até o presente, como Estado e indústria nacional se articulam via monopólio, a empresa estatal vem desempenhando as funções produtivas e reguladoras do setor. Sem o monopólio, o Departamento Nacional de Combustíveis, ou outro órgão a ser criado, teria que assumir a regulação. Segundo, ficaria também a cargo do governo a função ordenadora do setor bem como a de estruturar esse serviço no país. Entre as funções de regulação e planejamento que o Estado passaria a assumir merecem destaque:

- . acompanhar as atividades de exploração das bacias e dos campos de petróleo e gás existentes no país, cuidando para que sejam racionais;
- . otimizar os sistemas de refino e de transporte;
- . evitar crises de abastecimento e oscilações bruscas de preços

As dificuldades inerentes à estruturação de um órgão técnico-regulador eficiente podem representar um fator de risco ao ser quebrado o monopólio. O Estado deve se capacitar para assumir funções de controle de depleção dos poços, de acompanhamento dos custos de produção para exercer uma fiscalização efetiva, entre outras. Outra questão de complexo equacionamento seria a de garantir a distribuição dos derivados por todo território nacional sem a desqualização dos preços.

Do ponto de vista industrial, a quebra do monopólio poderia levar a que determinados segmentos da cadeia petrolífera venham a se tornar mais atraentes para as empresas privadas, que neles concentrariam seus investimentos. Com efeito, no curto prazo, não devem ser esperados investimentos privados ao longo da cadeia petrolífera como um todo. A relativa estagnação da economia brasileira e, principalmente, a perspectiva de ter que competir com a Petrobrás, já estabelecida em toda a cadeia, são fatores que justificam esse entendimento.

Essa situação levaria a maiores lucros em segmentos específicos e abandono ou desinvestimentos naqueles menos rentáveis. Ao Estado ou à empresa estatal, com certeza, caberiam esses investimentos. Além disso, no longo prazo, contrapõe-se às características estruturais do setor, que tem na verticalização fator fundamental de competitividade.

É provável que, com a quebra do monopólio, as distribuidoras, em sua maioria filiais de multinacionais, tentem captar fatias crescentes do mercado interno se abastecendo em suas refinarias no exterior; o resultado seria a desverticalização parcial da indústria nacional. Cabe ressaltar que essas empresas têm vantagens competitivas na área de refino por já terem modernizado seus parques no exterior, em particular, no que se refere à adequação a normas ambientais.

Nesse contexto, um problema adicional diz respeito a possibilidade de ocorrência de *dumping* de derivados praticado pelas empresas internacionais, em função da elevada capacidade ociosa existente no mercado mundial. Essa possibilidade agravaria o risco de desverticalização, fato que exigiria uma atuação adequada das autoridades governamentais.

No que concerne à Petrobrás, não há dúvida que a empresa teria maiores possibilidades de obter níveis de rentabilidade compatíveis com os padrões internacionais da indústria. A empresa não teria que assumir atividades que lhe causam prejuízos na distribuição e na venda de derivados. Essas atividades teriam que passar a ser remuneradas pelo Estado. Além disso, com outras oportunidades, poderia deixar para um segundo plano a produção de petróleo no Brasil, desviando investimentos necessários ao desenvolvimento de novas bacias. Ainda nessas circunstâncias seria de se esperar que a Petrobrás se desinteressasse pela prospecção de petróleo em áreas de custo elevado (Amazonas e Bacia do Paraná). Em resumo, a perda de parte do mercado ou de competitividade em determinados segmentos, qualquer que sejam os motivos, abriria também para a Petrobrás a perspectiva de se concentrar nos mais rentáveis, podendo se refletir em futuras dificuldades para o abastecimento do mercado interno.

As reservas existentes na Bacia de Campos, provadas e potenciais, são grandes e requerem, por sua vez, investimentos de porte. A quebra do monopólio possibilitaria à

Petrobrás se associar com empresas multinacionais para desenvolvê-las. Não são óbvios, no entanto, os ganhos que a estratégia de associação pode proporcionar à empresa. Tal dependeria, acima de tudo, de compatibilizar, caso a caso, os interesses envolvidos.

A possibilidade de internacionalização é sempre apontada como o caminho natural de uma empresa competitiva. Não resta dúvida, a Petrobrás desenvolveu competência para atuar no exterior, embora essa atuação venha se dando muito mais como forma de utilizar sua capacidade ociosa em determinados segmentos, como no de engenharia. Não se pode desconhecer, contudo, que existem limitações à capacidade de expansão externa, em grande parte decorrentes da maior ordem de grandeza dos recursos requeridos. Já a expansão externa na América Latina— no Mercosul em particular — é, certamente, mais viável por apoiar-se em claras economias de integração. De fato, a integração regional entre oferta e demanda de energéticos na América do Sul já se constitui uma importante oportunidade a ser explorada. Acordos como os celebrados entre o Brasil e a Bolívia, para a construção de um gasoduto, são indicadores desse potencial. Na esteira desse acordo, a Petrobrás está cada vez mais interessada em investir em exploração e produção na Bolívia e no Norte da Argentina. No entanto, apesar da política de integração, existem fatores que podem limitar essa expansão, como por exemplo, o grande mercado consumidor de gás na Argentina.

É inegável, no entanto, que o cenário contempla o risco de, a longo prazo, ser reduzida a segurança do abastecimento energético do país. Isso porque, num contexto de crescimento do mercado interno de derivados, a tendência seria de aumentar o coeficiente de importações. Essa evolução não seria desejável por expor a economia brasileira a possíveis choques futuros do petróleo, possibilidade que não pode ser descartada. De fato, os fatores geo-políticos continuam atuando fortemente na indústria do petróleo, não podendo ser descartada a possibilidade da retomada da importância da OPEP.

No plano interno, aumenta a probabilidade de desabastecimento, principalmente em regiões onde o custo de distribuição é alto. Também a exploração irracional de reservatórios, em função de lucros mais fáceis, pode se configurar. Como já enfatizado, o cenário pressupõe como condição a presença do Estado exercendo adequado papel regulatório.

3. Quebra do monopólio com privatização

A privatização não implica, necessariamente, que o Estado abandone completamente o setor, ou que não mantenha sob seu controle considerável parcela do conjunto acionário. Basta guardar uma participação minoritária que lhe permita exercer o controle efetivo da empresa. Isso seria obtido através de uma *golden share*, ou seja, do controle majoritário sobre as ações

com direito especiais. O caso das privatizações da BP e da YPF são esclarecedores a esse respeito.

O grande problema da privatização em bloco da empresa é o montante de recursos envolvidos. Não é esperado que grupos nacionais tenham capacidade de mobilizá-los. Sendo assim, restaria a privatização em partes dos ativos produtivos da empresa.

A proposta de desmembramento é colocada como sendo necessária para que outras empresas tenham condições de competir no setor. As atividades de exploração e produção, refino e transporte passariam a atuar autonomamente, estabelecendo-se preços de mercado em cada um desses segmentos. Assim, poderiam ser melhor conhecidos custos e lucros em cada um deles, possibilitando controles mais efetivos sobre as diversas empresas existentes. Nesse cenário, mesmo que uma empresa atue em mais de um segmento, espera-se que uma maior autonomia proporcione o ganho de eficiência propalado.

Com relação as premissas adotadas nesta análise, a questão central a ser considerada no debate sobre as alternativas de privatização é o efeito sobre o grau de integração da indústria.

Sabe-se que o planejamento estratégico integrado e a transferência de recursos entre segmentos são importantes mecanismos de desenvolvimento das empresas líderes do setor petróleo, inclusive da manutenção de sua rentabilidade. Perdas à montante são compensadas com lucros à jusante e vice-versa. Assim, o risco envolvido no desmembramento da indústria é o da perda de competitividade por parte dessas empresas fragmentadas e, em decorrência, da indústria como um todo.

A rigor, esse raciocínio é igualmente válido no que diz respeito à privatização das subsidiárias da Petrobrás que atuam na indústria química. A Petrobrás, seguindo os passos das grandes empresas de petróleo, diversificou-se para o setor químico, em busca do aproveitamento das sinergias derivadas da similaridade da base técnica entre os dois setores e da forte economia de integração existente ao nível de capacitação tecnológica e produtiva. Entende-se que a integração petróleo-petroquímica favorece a competitividade de ambos os setores.

Conclusão
Os diferentes cenários discutidos permitem destacar os seguintes pontos:

i) o debate sobre quebra do monopólio deve ser colocado num contexto no qual as variáveis política tarifária e autonomia da Petrobrás sejam as mais relevantes. Também a capacidade do Estado em assumir funções reguladoras, fiscalizadoras e ordenadoras do setor é

de suma importância;

ii) a quebra do monopólio como meio de alcançar uma maior competitividade não é evidente. Mesmo sem o monopólio é muito provável que a Petrobrás o mantenha na prática, caso não seja desmembrada;

iii) a opção pelo desmembramento da Petrobrás não tem suporte nas características principais de estruturação da indústria internacional. Não se espera dessa opção quaisquer tipos de ganhos competitivos individuais para as empresas que vierem a ser criadas ou para a indústria do petróleo em seu conjunto.

Em consonância com os comentários realizados recomenda-se:

a) Os benefícios e riscos existentes nos diferentes cenários devem ser motivo de constantes avaliações e de ação reguladora do Estado. Na hipótese de quebra do monopólio, essa deve ser promovida mediante uma política de flexibilização progressiva. Essa flexibilização deveria se iniciar pelas atividades de risco no segmento exploração e desenvolvimento, e pela permissão para a formação de joint-ventures, mantendo a Petrobrás o exercício da função reguladora. Na medida que a capacidade reguladora do Estado fosse se consolidando, a flexibilização poderia ser estendida a outros segmentos.

b) Maior autonomia empresarial para a Petrobrás através da implantação efetiva do contrato de gestão, independentemente do encaminhamento a ser dado à questão do monopólio. Tal contrato, poderia, inclusive, regular o engajamento internacional da empresa sem comprometer o abastecimento do mercado interno.

c) Não implementar propostas que visem o desmembramento da Petrobrás, o que iria contra a tendência majoritária de verticalização que caracteriza essa indústria desde os seus primórdios. A verticalização é condição essencial para a manutenção da competitividade das empresas do setor.

d) Incentivar a internacionalização da Petrobrás dentro do quadro da América Latina e, particularmente, no Mercosul.

e) Aperfeiçoar o aparato estatal dotando-o de estrutura técnica-regulatória adequada para assegurar a implementação das orientações da política para o setor.

3.3. Políticas de Modernização Produtiva

O Plano Brasileiro de Qualidade e Produtividade (PBQP) tem tido importantes desdobramentos na Petrobrás, incentivando uma maior preocupação com a qualidade dos produtos e com a segurança nos processos produtivos. Na esteira do PBQP, estão sendo implantados, na empresa, diversos programas para o desenvolvimento e difusão de métodos de gestão, de controle de qualidade de seus produtos, e para o aprimoramento da segurança industrial. Insere-se aí, também, a maior atenção para as questões de natureza ambiental no processo produtivo.

No âmbito da Política Industrial e de Comércio Exterior (PICE), o processo de abertura das importações vem tendo reflexos importantes na empresa. A redução das exigências necessárias para a importação de equipamentos e a queda das tarifas aduaneiras facilitaram o acesso e diminuíram os custos dos equipamentos necessários para a modernização da empresa.

Pode-se assim afirmar que essas duas políticas governamentais têm tido reflexos dos mais positivos na modernização da empresa.

3.4. Políticas Relacionadas aos Fatores Sistêmicos

A política de tarifação dos derivados é o principal instrumento de atuação do Estado sobre o desempenho econômico-financeiro da Petrobrás, dada a importância que os recursos próprios assumem para o financiamento da empresa. A legislação existente estabelece que o VMR (Valor Médio de Referência) dos derivados deve ser equivalente ao preço do petróleo importado, mais o frete, mais custo de refino, transporte e estocagem. Essa fórmula parece adequada ao se considerar que 45% do petróleo consumido no país é importado e que o preço deve sinalizar ao consumidor o custo marginal. Se o VMR fosse aplicado de fato, permitiria aumentar em 30% o faturamento da Petrobrás, viabilizando o seu programa de investimentos. Entende-se, assim, que o estabelecimento de tarifas reais para os derivados, com base no preço de importação, é de fundamental importância para políticas relacionadas aos fatores sistêmicos.

* A receita da Petrobrás é condicionada pelo valor médio de realização, o qual é obtido ponderando-se o preço de cada derivado com a sua participação percentual no consumo interno. O valor médio de realização, em 1992, foi de US\$ 17,07/bbl, situando-se muito abaixo do valor determinado pelo Decreto Lei 1599, ou seja, US\$ 24,72/bbl.

Já para o consumidor, o preço médio dos derivados é formado pelo valor médio de

realização acrescido dos tributos e do custo de distribuição. A decomposição do preço ao consumidor é apresentada na Tabela 16

TABELA 16
DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO MÉDIO AO CONSUMIDOR DOS DERIVADOS DE
PETRÓLEO - MAIO DE 1993

	em \$
Petróleo Bruto	37
Tributos	34
Refino	6
Custo Financeiro do Refino	3
FUP	8
Distribuição	5
Custo Financeiro de Distribuição	1
Revenda	6

Fonte: Petrobrás

O preço médio ao consumidor serve apenas como indicador da receita da empresa, visto que há grande disparidade entre o valor de realização e os preços dos derivados ao consumidor. Essa disparidade tem origem na tributação que incide de forma diferenciada nos derivados e nas disparidades dos custos de distribuição. Os tributos incidem, proporcionalmente, muito mais sobre a gasolina do que sobre o restante dos derivados. Por outro lado, os custos de distribuição do GLP são muito superiores aos de outros derivados, conforme pode ser constatado na Tabela 17.

TABELA 17
 DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DOS PRINCIPAIS DERIVADOS (EM 29/12/92)

	US\$/unidade				
	A	B	C	D	E
Gasolina (US\$/litro)	0,2248	0,3493	0,5389	35,1%	23,1%
Diesel (US\$/litro)	0,1350	0,2430	0,3330	27,0%	32,4%
GLP (US\$/kg)	0,0710	0,2713	0,3042	10,8%	65,8%
Óleo Combust. (ATE US\$/kg)	0,0626	0,0771	0,0970	20,5%	14,9%
VMR (US\$/litro)	0,1220				

A: Preço recebido pela Petrobrás

B: Preço sem impostos

C: Preço com impostos

D: Carga tributária sobre preço final

E: Margem de distribuição (inclui FUP)

Fonte: Petrobrás

A Petrobrás compensa com a receita da gasolina e, em menor escala, com a do diesel, a menor remuneração do GLP e do óleo combustível. A nafta petroquímica até recentemente também se incluía no grupo de derivados de preço inferior ao VMR.

A carga de impostos dos derivados é diferenciada. Por exemplo, embora o diesel seja um dos combustíveis de importância social no país sua carga tributária é alta. Os recursos arrecadados pelo Estado com esse derivado já ultrapassam os da gasolina, dado que o montante de vendas é muito maior. A margem de distribuição do GLP representa praticamente dois terços do preço, que por essa razão precisa ser subsidiado.³⁶ A maior parte desse subsídio é arcado pela própria Petrobrás, que recebe por um Kg de GLP bem menos que o VMR.

Entende-se que a política de preços de derivados deva contemplar, como primeiro ponto, o estabelecimento de um VMR que tenha por referência o preço internacional do bruto. Evidentemente, a referência ao preço internacional de um determinado derivado somente se justifica se o país importá-lo.

O segundo ponto a ser contemplado é a variação dos preços específicos dos derivados

³⁶ Existem denúncias de fraudes das distribuidoras, as quais simulam venda de gás para cidades distantes para receberem do FUP um pagamento do frete superior ao normal. Ver (folha de São Paulo, 4/7/93, p.1-13).

em relação ao VMR, aspecto mais complexo de ser equacionado. Isso porque, certos derivados têm uma importância social muito grande, como o GLP e o diesel, outros são sumamente importantes para a indústria, como o óleo combustível e a nafta. Já o querosene de aviação tem uma importância muito grande para o desenvolvimento dos transportes aéreos no país. Também é importante a equalização tarifária, senão completa, pelo menos com fórmulas que minimizem o impacto do custo de distribuição para as regiões remotas do país. Enfim, todos esses aspectos precisam ser levados em conta na formulação das políticas tarifárias governamentais para o setor.

A formulação tarifária, além de tudo, tem que contemplar a remuneração adequada da empresa, para o que deve ser também levado em consideração os preços diferenciais dos derivados. Os derivados pesados possuem preços baixos em relação a VMR, como é o caso do óleo combustível, que compete com outros energéticos, inclusive com o gás natural. Já os derivados médios e leves têm preços em geral acima do VMR, os quais permitem remunerar a atividade de refino. Mas isso não é regra geral, pois alguns médios, como o diesel, apresentam custos marginais de refino elevados. Como anteriormente mencionado, os custos das unidades de hidrocraqueamento necessárias para a produção do diesel são altos.

A formulação da tarifa média conforme o estabelecido permite ao Estado uma certa flexibilidade para ajustar os preços de cada derivado, inclusive para realizar subsídios cruzados. Os ajustamentos de preços devem fazer parte de uma política transparente e global que atenda interesses sociais.

A adoção dos preços internacionais do bruto na formulação da política tarifária traria a vantagem de eliminar o crescimento cumulativo da dívida do Tesouro com a Petrobrás. Porém, subsiste a questão dos débitos acumulados para os quais deverá ser negociada uma solução. Essa pode vir da exoneração fiscal ou através do aumento das tarifas.

Se o preço internacional do petróleo é um parâmetro central para a determinação da rentabilidade da empresa estatal, a taxa de câmbio igualmente influi nesse resultado. De modo que se recomenda uma política de câmbio que acompanhe a inflação interna.

As políticas públicas relacionadas com a capacitação tecnológica nacional e com o desenvolvimento industrial do país têm forte influência sistêmica na indústria do petróleo. Embora não tenham sido específicas para o setor, complementaram o esforço de capacitação próprio da empresa. Essas políticas fomentaram a indústria de bens de capital e incentivaram o estabelecimento do atual sistema de pós-graduação no país. Recentemente, essas políticas foram seriamente afetadas pelos cortes nos gastos públicos praticados pelo governo Collor.

Recomenda-se o revigoramento desses mecanismos de atuação do Estado.

Quanto a uma política de capacitação tecnológica específica para a indústria do petróleo, recomenda-se um maior engajamento governamental. Os programas de desenvolvimento tecnológico da empresa precisam do apoio mais decisivo das agências de fomento governamentais, através da instrumentalização e efetivação do Programa de Apoio à Capacitação Tecnológica da Indústria (PACTI).

As pressões de natureza ambiental são externalidades de primeira ordem a influenciar a trajetória da empresa. Seus efeitos induzem a empresa a buscar maior eficiência, qualidade e segurança. A legislação existente no país em matéria ambiental é avançada e está sendo cada vez mais internalizada na empresa. Recomenda-se que parâmetros ambientais referentes à qualidade dos carburantes sejam objeto de negociação nos contratos de gestão.

4. INDICADORES DE COMPETITIVIDADE

*colocar
Transparência*

Exploração:

- Nível das reservas
- Óleo descoberto/poço perfurado
- Reservas/Produção ou Consumo
- Gastos em Exploração/Reservas Descobertas

Produção:

- Custo (Exploração + Desenvolvimento + Operacional)/bbl
- Fator de Recuperação
- % de Perdas de Gás Natural
- Capacidade de Produção

Refino:

- Capacidade de Destilação
- Capacidade de Conversão
- Capacidade de Hidrotratamento
- Custo do Refino

- Consumo Energético das Refinarias

Transporte e Estocagem

- Capacidade de Estocagem
- Sistema de Dutos
- Frota de Navios
- Custo de Transporte

5. CONCLUSÕES

- O mercado internacional do petróleo passou por grandes mudanças nas últimas décadas. A aparente abundância da oferta, causando a queda dos preços na segunda metade da década de 80, não deve ser duradoura. A OPEP vem reassumindo seu papel de liderança na oferta mundial de petróleo (40%), para o que lhe dão suporte suas abundantes reservas, 77% do petróleo conhecido no mundo. Assim, não deve ser esperada a estabilização dos preços nos patamares atuais. Na opinião de alguns especialistas, um terceiro choque estaria por vir, sobretudo se a economia mundial voltar a crescer.

- A indústria do petróleo é a mais importante do mundo em termos de faturamento e lucro. Caracteriza-se por uma forte concentração e verticalização ao longo de sua cadeia de atividades. Após um mal sucedido processo de diversificação nos anos 70, a indústria retornou a sua base tecnológica de domínio. Isso se deu, entretanto, acompanhado por um intenso processo de concentração, especialmente nos Estados Unidos. Já a tendência à verticalização, interrompida pelas nacionalizações procedidas pelos países da OPEP no limiar dos anos 60/70, retomou seu curso natural.

- A indústria do petróleo requer uma certa disciplina na organização dos mercados. Jamais prevaleceu um sistema eminentemente concorrencial em toda sua história. As grandes empresas do setor atingiram o porte e a projeção atual através da proteção do Estado e, depois, pelo processo de cartelização. Mais recentemente, com a criação da OPEP, cresceu a importância dos países produtores e de suas companhias nacionais. Essas, atualmente, passam por um processo de verticalização, que se pode definir como inerente a essa indústria. Em termos gerais, o mercado evoluiu da cartelização para a oligopolização.

- A perda de controle das *majors* sobre a produção do bruto expôs essas empresas, de certa forma, ao mercado. Tiveram necessidade de se adaptar a conviver com variações abruptas dos preços de petróleo, no que obtiveram sucesso. A estratégia utilizada para permanecerem no topo do *ranking* mundial foi centrada na grande capacidade de atuar internacionalmente, na disponibilidade de mobilização de recursos financeiros e na implementação da capacitação tecnológica.

- A indústria do petróleo possui uma dinâmica tecnológica típica de indústria madura. Os gastos com P&D são relativamente pequenos em relação ao faturamento (0,6%). Mesmo assim, em determinadas áreas, como a de produção *offshore*, está ocorrendo importante avanço tecnológico que tem permitido a expansão das reservas mundiais. Por seu lado, as demandas

ambientais exercem um papel importante na introdução de inovações de produto e de processo na etapa do refino.

- A indústria do petróleo se implantou no Brasil em função do crescimento do mercado consumidor no pós-guerra. A produção interna atual de petróleo e de seus derivados e a manutenção do suprimento de petróleo importado se deve, exclusivamente, a capacidade desenvolvida pela empresa estatal Petrobrás para atuar nos diferentes setores da cadeia petrolífera.

- A Petrobrás faturou US\$ 15 bilhões em 1992, situando-se, no *ranking* mundial, em 9º lugar quanto a capacidade de refino, em 12º quanto às reservas e em 20º quanto a produção de bruto. Essa classificação, bem como os resultados que vem obtendo no exterior, habilitam-na a uma maior participação internacional. No entanto, a empresa tem concentrado suas atividades na ampliação da produção local.

- O Brasil produz atualmente 55% do petróleo consumido internamente e a Petrobrás tem se esforçado para aumentar esse percentual. As reservas definidas nas bacias sedimentares *offshore* e o desenvolvimento, pela empresa, da tecnologia necessária para a sua exploração permitem uma expectativa positiva quanto ao seu sucesso. Não custa lembrar que 70% do petróleo produzido no país já tem origem no *offshore*. Não obstante o intenso esforço em exploração, a Petrobrás desempenhou um papel fundamental para o estabelecimento da indústria química brasileira.

- A ampliação da produção no mar e, em especial, em águas profundas, exigiu da empresa autêntico salto tecnológico, que lhe permite liderar, a nível mundial, a tecnologia de sistemas semi-submersíveis. Essa liderança foi consagrada, recentemente, pelo prêmio recebido da *Offshore Technology Conference* pelos avanços alcançados no desenvolvimento e utilização dessa tecnologia. A Petrobrás domina a tecnologia para a produção de petróleo em lâminas d'água de até mil metros.

- A liderança da Petrobrás em exploração em águas profundas é atribuída ao formidável esforço na qualificação de recursos humanos. Dos funcionários da empresa, 26,1% têm curso superior, percentual de destaque na indústria nacional. A empresa possui uma política de formação a nível de pós-graduação, tendo estabelecido convênios com universidades. Os gastos em P&D e engenharia básica somam 0,7% do faturamento, correspondendo a US\$ 105 milhões. Seu centro de pesquisas, o Cenes, é o maior do Brasil voltado para a atividade industrial. Sem dúvida alguma, a liderança internacional alcançada pela Petrobrás dá a dimensão da sua competitividade no plano externo.

- O maior empecilho ao cumprimento das metas atribuídas à empresa e ao seu próprio desenvolvimento tem sido a contração no volume de vendas, que caiu para a metade do valor de 1987. As dificuldades decorrentes para o autofinanciamento da empresa restringem substancialmente os seus investimentos. A diminuição do volume de vendas é consequência da contenção dos preços dos derivados imposta pelo governo. Se bem que a tendência a diminuição dos preços é também observada a nível mundial, o estabelecimento, pelo governo brasileiro, de preços para os derivados e para o álcool inferiores às referências internacionais, tem gerado um forte desequilíbrio nas contas petróleo e álcool da empresa. Essas contas são responsáveis por um débito do Tesouro Nacional para com a empresa de US\$ 3,8 bilhões.

- O reflexo das dificuldades da Petrobrás em manter o nível de investimento desejável repercute em restrições à modernização e à ampliação da capacidade produtiva. Essas restrições, por sua vez, retardam a consecução das metas programadas para a produção no país. A Petrobrás, com reservas potenciais da ordem de 5,5 bilhões bbl para lâminas d'água de até 1.000 metros de profundidade, tem capacitação tecnológica e porte empresarial para produzir 1 milhão bbl/dia num prazo de 4 anos, podendo alcançar os 1,5 milhões bbl/dia posteriormente. Isso requer que o atual esforço de investimento seja duplicado.

- Defrontando-se com dificuldades, mesmo assim a Petrobrás tem demonstrado capacidade de adaptação à situação, mantendo desempenho produtivo favorável e, mais recentemente, procurando se ajustar às exigências de caráter ambiental. O desempenho é atribuído ao constante processo de modernização das técnicas de gestão (*just in time*, programas de qualidade total, fiscalização mais rigorosa, redução dos níveis hierárquicos, simplificação administrativa e subcontratação de serviços), a redução de seu quadro de pessoal (20% em dois anos) e a abertura das importações (queda nos preços dos equipamentos). Esse processo de transformação interna tem sido significativo para a redução dos custos.

- A análise das tendências internacionais e o diagnóstico do da indústria brasileira do petróleo mostram como condições fundamentais para o incremento da sua competitividade a prática de preços reais para os derivados, a manutenção da integração produtiva na cadeia petrolífera; e o aumento da autonomia gerencial.

- A Política Industrial e de Comércio Exterior editada em 1990 repercutiu positivamente sobre a estratégia da empresa, incentivando-a a buscar maior eficiência. A abertura comercial propiciou uma flexibilização na política de compras de equipamentos da empresa, que contribuiu favoravelmente para a racionalização de custos.

- A análise das diversas propostas de reestruturação da indústria em debate permite destacar os seguintes pontos: i) o debate sobre quebra do monopólio deve ser colocado num contexto no qual as variáveis política tarifária e autonomia da Petrobrás sejam as mais relevantes. Também a capacidade do Estado em assumir funções reguladoras, fiscalizadoras e ordenadoras do setor é de suma importância; ii) a quebra do monopólio como meio de alcançar uma maior competitividade não é evidente. Mesmo sem o monopólio é muito provável que a Petrobrás o mantenha na prática, caso não seja desmembrada; e iii) a opção pelo desmembramento da Petrobrás não tem suporte nas características principais de estruturação da indústria internacional. Não se espera dessa opção quaisquer tipos de ganhos competitivos individuais para as empresas que vierem a ser criadas ou para a indústria de petróleo em seu conjunto.

- O padrão de relacionamento entre a Petrobrás e o Estado precisa ser reformulado. O desempenho e a competitividade da empresa são afetados quando o Estado a utiliza como instrumento de política anti-inflacionária. O monopólio, mais do que uma proteção à indústria ou à implementação do desenvolvimento nacional, tem dado o suporte legal para essa interferência. A autonomia da Petrobrás, que historicamente sempre foi restrita, deve ser promovida através da implantação efetiva do contrato de gestão, independentemente do encaminhamento a ser dado à questão do monopólio. Tal contrato, poderia, inclusive, regular o engajamento internacional da empresa sem comprometer o abastecimento do mercado interno. Na hipótese de quebra do monopólio, essa deve ser promovida mediante uma política de flexibilização progressiva. Essa flexibilização deveria se iniciar pelas atividades de risco no segmento exploração e desenvolvimento, e pela permissão para a formação de *joint-ventures*, mantendo a Petrobrás o exercício da função reguladora. Na medida que a capacidade reguladora do Estado fosse se consolidando, a flexibilização poderia ser estendida a outros segmentos.

- A política de tarifação dos derivados é o principal instrumento de atuação do Estado sobre o desempenho econômico-financeiro da Petrobrás, dada a importância central que os recursos próprios assumem para o financiamento da empresa. O estabelecimento de tarifas reais para os derivados com base no preço de importação, conforme previsto na legislação, permitiria aumentar em 30% o faturamento da Petrobrás, viabilizando o seu programa de investimentos. Essa formulação propiciaria, ainda, uma certa flexibilidade ao Estado para ajustar os preços de cada derivado. Esses ajustamentos devem fazer parte de uma política transparente e global que atenda interesses sociais.

- Os benefícios e riscos inerentes à configuração da indústria do petróleo que vier a ser adotada no país devem ser motivo de constantes avaliações e de ação reguladora do Estado. O

aparato estatal deve ser aperfeiçoado, visando incorporar uma estrutura técnica-regulatória adequada para assegurar a implementação das orientações da política para a atividade.

BIBLIOGRAFIA

BOY de la TOUR, Xavier "Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier", in Revue de L'Institut Français du Pétrole, jan-fev. n°1, 1989.

BP Statistical Review of World Energy. June 1992.

BUONFIGLIO, A., Programa de Ajuste da Demanda de Álcool e de Derivados de Petróleo, FEM-UNICAMP, Tese de Mestrado, dez. 1992.

CHEVALIER, Bruno "La Conversion Profonde" in Realités Industrielles, julho-Agosto, 1990. pp.104-8.

CONSTANTINO, C.- "Petroleum prospect and the need for international cooperation." Natural Resources Forum, vol.15, n° 4. 1991.

CRIQUI, P. "Après la crise du Golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir", in Economie Prospective Internationale, 3° Trimestre, 1991. p. 15-33.

GAZETA MERCANTIL, vários números.

GIRAUD, A.e BOY DE LA TOUR, X.- Geopolitique du pétrole et du gaz naturel . Ed. Technip, Paris, 1987.

GIRAUD, André e BOY DE LA TOUR, Xavier, Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Ed. Technip, Paris, 1987. 418 pp.

KOZULJ R. e PISTONESI H." Política de Precios del Gas Natural y sus Derivados en la Argentina, Período 1970-1988", in Desarrollo y Energia, vol. 1 n° 1. IDEE, Fundación Bariloche, oct. 1990.

LAFER, Celso (1975) O Planejamento no Brasil- Observações sobre o Plano de Metas (1956-1961). LAFER, Betty Mindlin (Ed.) Planejamento no Brasil, Debates Economia, Ed. Perspectiva, São Paulo. pp. 29-51.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, Balanco Energético Nacional.

PETROBRÁS, Diversas Publicações

OCDE Rapport de l'OCDE sur les Indicateurs de la Science et la Technologie, nº 3, Paris, 1989.

OCEAN INDUSTRY: "Gulf of Mexico: More Deepwater Development Coming", July 1991.

OIL&GAS JOURNAL, varios números.

PERCEBOIS, J.- Economie de l'Energie. Economica, Paris, 1989. 689 p.

PERRUCHET, D. e CEUILLE, J-P - Intégration Verticale et Niveau du Risque au Sein des Compagnies Pétrolières Internationales. Rev. de L'Institut Français du Pétrole, vol.46, nº2, 1991. pp.277-288.

PISTONESI H., FIGUEROA DE VEGA F., TORRES S. M. "La Política de Precios del Petroleo y Derivados Aplicada en Argentina en el Período 1970-1986", in Desarrollo y Energia, vol. 1 nº 1. IDEE, Fundación Bariloche. Oct. 1990.

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1	DEMANDA DE PETRÓLEO DO MUNDO OCIDENTAL	27
TABELA 2	RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO (MILHÕES DE BBL).....	29
TABELA 3	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR PRINCIPAIS REGIÕES DO MUNDO OCIDENTAL.....	30
TABELA 4	ALTERAÇÃO DA ESTRUTURA DO CONSUMO DE DERIVADOS A NÍVEL MUNDIAL	32
TABELA 5	AS DEZ MAIORES EMPRESAS DO SETOR DE REFINO.....	33
TABELA 6	GASTOS EM P&D SOBRE FATURAMENTO	34
TABELA 7	AS DEZ MAIORES EMPRESAS DO MUNDO POR FATURAMENTO EM 1991.....	38
TABELA 8	PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO	43
TABELA 9	CAPACIDADE DE REFINO NO BRASIL	44
TABELA 10	ESTRUTURA DE CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	44
TABELA 11	ESTRUTURA DA PRODUÇÃO DOS PRINCIPAIS DERIVADOS NO BRASIL	45
TABELA 12	INDICADORES DE DESEMPENHO PRODUTIVO DA PETROBRÁS.....	48
TABELA 13	CUSTO DE REFINO POR REFINARIA EM 1989.....	49

TABELA 14	
FATURAMENTO E INVESTIMENTO DA PETROBRÁS DE 1980 A 1992	66
TABELA 15	
PRINCIPAIS PROJETOS DO PROGRAMA DE INVESTIMENTOS (93-97)	67
TABELA 16	
DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO MÉDIO AO CONSUMIDOR DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO - MAIO DE 1993	79
TABELA 17	
DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DOS PRINCIPAIS DERIVADOS (EM 29/12/92)	80