

MARLY PEREIRA MATTOS

A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E OS DESAFIOS PARA A
PETROBRÁS NO ATUAL CENÁRIO DE FLEXIBILIZAÇÃO

SALVADOR
1996

MARLY PEREIRA MATTOS

A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E OS DESAFIOS PARA A
PETROBRÁS NO ATUAL CENÁRIO DE FLEXIBILIZAÇÃO

MONOGRAFIA APRESENTADA AO CURSO DE CIÊNCIAS
ECONÔMICAS DA FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

ORIENTADOR: OSWALDO FERREIRA GUERRA

SALVADOR
1996

Sumário

1 INTRODUÇÃO	1
2 PANORAMA INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	4
2.1 ESTRUTURA OLIGOPÓLICA E INTEGRAÇÃO PRODUTIVA	4
2.2 A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO	8
2.3 FRONTEIRA TECNOLÓGICA	19
3 O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NO BRASIL	21
3.1 "PETRÓLEO É NOSSO": A CRIAÇÃO DA PETROBRÁS E A LEGISLAÇÃO DO MONOPÓLIO	21
3.2 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	29
3.3 REFINO E COMÉRCIO	34
4 O DEBATE DOS ANOS 90: O PETRÓLEO NÃO É MAIS NOSSO ?	38
4.1 O MONOPÓLIO: CUSTOS E BENEFÍCIOS	38
4.2 A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO	43
4.3 PRIVATIZAÇÃO DA PETROBRÁS	47
4.4 A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR PÓS FLEXIBILIZAÇÃO	49
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63

1 INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera mundial tem movimentado, anualmente, algo em torno de US\$ 1 trilhão, volume de negócios esse superado apenas pelo da indústria automobilística (Veja, 14/6/95). O fato do refino do petróleo permitir a produção de combustíveis, lubrificantes e nafta — matéria-prima básica da indústria petroquímica, que gera, por sua vez, milhares de outros produtos —, aliado à sua participação, juntamente com o gás natural, de mais de 60% no consumo mundial de energia e ao desconhecimento de uma alternativa técnica e/ou econômica capaz de substituí-lo, justificam a magnitude dos números.

Em termos de capacidade de oferta, a indústria de petróleo depende muito do Oriente Médio (Arábia Saudita, Iraque, Kuwait, Irã e Abu Dabi), detentor de 66% das jazidas petrolíferas. Se o México, a Venezuela e a Rússia forem agregados, esse percentual eleva-se para 80%. Vale dizer, a oferta é extremamente concentrada.

Do lado da demanda tem-se os países industrializados como os maiores demandantes. Os EUA sozinhos, consomem 25% de todo óleo refinado, a Europa Ocidental 21% e o Japão 8%. O problema, para alguns desses países, como o Japão e a Alemanha, é que eles não dispõem de reservas para sequer um ano de consumo. Os Estados Unidos e o Reino Unido possuem reservas substanciais que estão, todavia, em processo de exaustão. Nos Estados Unidos, por exemplo, são perfurados mais de 50 mil poços por ano, sendo que a maior parte dessas perfurações tem como objetivo tentar recuperar campos antigos.

Essas características conformam uma estrutura de mercado na qual convivem países consumidores, com forte poder político, econômico e militar, que abrigam grandes empresas atuantes nas áreas de produção, refino e distribuição — Shell, British Petroleum, Texaco, Chevron, Elf Aquitaine etc. —, com interesses comerciais e plantas produtivas localizadas nas mais diversas partes do mundo e países produtores, agrupados na Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP), que buscam se fortalecer adotando quotas de produção, entre outras coisas.

Em média, perfura-se 8 poços até que 1 valha a pena explorar. Essa operação custa em torno de US\$ 1 milhão, envolve 20 trabalhadores e a primeira gota jorra em quinze dias. Só que são poucas gotas para tanto petróleo que necessita o mundo. Por esta razão, foi-se atrás do petróleo nos oceanos. As plataformas, estruturas de ferro e aço de até 40 mil toneladas, são instaladas em alto-mar e algumas têm a altura de um edifício de 16 andares da água até a ponta da torre. Existem as que flutuam e as fixas no solo do mar e o trabalho não é fácil. No Mar do Norte, reserva da Inglaterra e da Noruega, as ondas chegam a mais de 20 metros e os poços são perfurados por sondas de 2 km de comprimento — equivalente a um hipotético edifício de mais de 600 andares (Veja, 14/06/96).

Essa estrutura oligopólica de mercado, povoada por grandes empresas globalizadas, públicas e privadas, caracterizava-se em muitos países por regulamentações que reservavam os mercados internos, pelo menos na exploração, para empresas estatais. Todavia, desde os anos 80 que ela vem passando por significativas transformações. Falta de escala na indústria local de petróleo, impedindo o desenvolvimento da pesquisa tecnológica, carência de divisas, escassez de reservas, dificuldades financeiras do Estado para viabilizar investimentos em prospecção, e fortes pressões políticas têm induzido governos a promoverem desregulamentações e a quebrarem monopólios estatais. O Brasil, evidentemente, não conseguiu ficar imune à este processo. Proposta recente do governo, analisada e votada pelo Congresso, tirou da Petrobrás - 15ª no ranking das maiores companhias de petróleo do mundo e 9ª em capacidade de refino - o monopólio nas áreas de exploração e produção, monopólio esse que continua sendo da União (Revista da Petrobrás, mar/96).

Delineado este quadro, as seguintes questões podem ser postas: Será que o petróleo pode ser considerado como uma simples *commodity* e os negócios de sua indústria como outro qualquer? Qual o panorama geopolítico internacional dessa indústria e suas principais tendências competitivas? Essas tendências impõem, necessariamente, quebra de monopólios e privatizações, como fizeram Argentina e Inglaterra? No caso da flexibilização aprovada pelo governo brasileiro, quais poderão ser os impactos sobre o setor industrial e a economia como um todo?

Tentar fornecer respostas para essas questões será o objetivo principal dessa monografia. Para tanto, do ponto de vista metodológico, buscar-se-á fugir do maniqueísmo muito comum no Brasil, que considera os defensores do antigo modelo nacionalistas/progressistas e os partidários de mudanças do tipo flexibilização do monopólio, com ou sem privatização, como entreguistas/conservadores. Nesse sentido, a preocupação analítica aqui assumida será a de tentar avaliar se as mudanças propostas realmente contribuem para incrementar a competitividade da indústria petrolífera brasileira, tomando como referência o atual estágio dessa indústria no cenário internacional.

Além dos habituais capítulos destinados à introdução e às considerações finais, esta monografia contém mais três capítulos. No próximo será analisado o mercado internacional de petróleo, em especial, a desproporção que existe quanto ao consumo do petróleo no mundo e a localização de suas reservas. Afinal, mantido o atual volume de reservas, produção e consumo, o mundo teria petróleo para cerca de apenas mais 45 anos. No terceiro capítulo, o Brasil e a Petrobrás entram em cena. Será reconstituída a evolução da indústria petrolífera brasileira, a partir dos seus antecedentes históricos, e situada a atuação da Petrobrás na economia nacional e no cenário internacional, não apenas como produtora de petróleo, mas também como geradora de empregos diretos e indiretos, criadora de demanda para as empresas nacionais, difusora de progresso tecnológico e formadora de recursos humanos. O quarto capítulo reconstituirá o debate sobre a manutenção ou fim do monopólio e a questão altamente polêmica da privatização ou não da Petrobrás. Adicionalmente, tentar-se-á visualizar algumas consequências decorrentes da flexibilização do monopólio no Brasil. Serão contemplados aspectos associados às funções do novo órgão regulador e os efeitos dessa flexibilização sobre a estrutura da indústria petrolífera, a Petrobrás e a economia em geral.

2 PANORAMA INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

2.1 ESTRUTURA OLIGOPÓLICA E INTEGRAÇÃO PRODUTIVA

A indústria internacional do petróleo apresenta características que se consolidaram ao longo do tempo tais como o alto risco intrínseco da atividade, necessidade de grandes investimentos, tecnologia em constante evolução, verticalização, diversificação e oligopolização do mercado, ou seja, concentração em poucas empresas transnacionais. Ademais, é uma indústria de alta lucratividade, de multiprodutos para multimercados e de forte impacto ambiental.

Tal indústria é responsável pelo aproveitamento de hidrocarbonetos nas suas fases líquidas e gás, bem como outras formas de ocorrência associadas às rochas sedimentares. Ela constitui uma cadeia de atividades que vai desde a prospecção de uma jazida, exploração e produção de óleo (segmentos à montante ou *upstream*), até a distribuição de derivados ao consumidor, passando pelo refino (segmento à jusante ou *downstream*). Se uma empresa participa de todas as etapas do processo diz-se que ela é integrada verticalmente ou atua do “poço ao posto”.

“Na história da indústria petrolífera não existe ‘livre jogo’ das forças de mercado. O longo prazo dos investimentos, o controle do mercado, da técnica, da organização industrial e do financiamento exigem a presença de estruturas oligopolistas centradas em grandes empresas que planejam todos os fatores apontados” (Carmen Alveal, 1994:90). Precisando um pouco mais, essa exigência decorre do alto montante de capital necessário para financiar os investimentos nessa indústria — investimentos esses que, no caso do segmento exploração, são de alto risco —, e das significativas economias de escala perseguidas, como forma de reduzir os elevados custos fixos presentes ao longo de toda a cadeia produtiva.

Além disso, o porte empresarial é também importante, pois somente grandes empresas podem garantir o abastecimento do mercado interno, obter vantagens no mercado

internacional na compra e venda de petróleo bruto e derivados, dispor de faturamento adequado para efetivar os altos e regulares gastos em P&D exigidos e ter acesso facilitado a recursos financeiros nos mercados interno e externo.

Ao lado da presença de empresas de porte, as reservas, os mercados consumidores e os aspectos geopolíticos e institucionais são fatores que têm influenciado o desenvolvimento da indústria petrolífera. As reservas e os mercados consumidores impactam, respectivamente, os segmentos de exploração/produção e refino, enquanto a dimensão geopolítica e institucional articulam-se ao fato das maiores reservas localizarem-se numa zona altamente conflituosa (Oriente Médio) e do marcante papel histórico do Estado nessa atividade econômica, em termos de criação de empresas, regulamentação e fiscalização (ECIB, 1993).

No que diz respeito às estratégias das grandes empresas de petróleo, pode-se dizer que a integração vertical é uma das que mais se destacam, constituindo-se, como já dito, numa das principais características da indústria do petróleo.

Apesar das fases de exploração e produção de óleo (*upstream*), constituírem-se nas atividades básicas das empresas petrolíferas, há várias vantagens associadas ao aumento da integração, tais como: maior segurança no abastecimento, redução de custos de comercialização, economias de escala, possibilidade de operar compensações entre preços de venda de diversos produtos, aumento da rentabilidade global, dentre outras.

“Razões de ordem econômica mais do que técnica exigem a integração vertical para realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, dado que os riscos e custos financeiros associados a cada segmento da cadeia produtiva da indústria são diferentes. Assim, a fase de pesquisa/prospecção/produção concentra ônus de enorme risco, a par de exigir vultosos investimentos. O refino é uma atividade industrial que, embora de elevada densidade tecnológica e de investimentos, é também altamente lucrativa, situando-se o nível de risco na normalidade de empreendimentos densos em capital e tecnologia. No transporte, tanto a taxa de risco quanto a de densidade caem, e o segmento de distribuição é de longe a atividade de menor risco e densidade e, portanto, a mais rentável. Desse modo, a lógica

econômica de distribuição de riscos e custos para se obter um risco/custo médio que compense os diferenciais dos segmentos coloca o refino como elo central da cadeia, por ser esta atividade o pivô viabilizador da estratégia de 'linha reta' da indústria, para frente (transporte/distribuição de derivados) e para trás (pesquisa/prospecção/produção) ” (Carmen Alveal, 1994:89).

O panorama internacional da indústria petrolífera mostra as grandes empresas dos países exportadores (Saudi Aramco ,Nioc, Pemex, PDVSA etc.) concentradas, basicamente, no *upstream*. Elas têm, contudo, buscado aumentar cada vez mais seu grau de integração vertical através da ampliação da capacidade de refino e de suas redes de distribuição para além de suas fronteiras, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Essas empresas, mais que duplicaram o volume de vendas de derivados e expandiram em aproximadamente 51% sua produção de óleo (Relatório da Petrobrás, 1993)

Por outro lado, as empresas de países importadores (Shell, Exxon, BP, Mobil), que atuavam predominantemente no *downstream*, têm procurado ampliar suas atividades na exploração e produção, via aquisição de reservas e associações com outras empresas, principalmente de países produtores. Em termos de investimentos no mundo, constata-se, atualmente, uma tendência de maior crescimento dos gastos no *downstream*, quando comparados com os dispêndios em exploração e produção, devido à necessidade de se aumentar a capacidade mundial de refino e ampliar a rede de transporte de gás natural.

A rigor, esse processo de integração tem amplos limites. Na prática, as grandes empresas, ao longo das décadas, envolveram-se num agudo movimento de diversificação, especialmente após o primeiro choque do petróleo, expandindo seus interesses no setor de energia (carvão, xisto, gaseificação do carvão, nuclear e areias betuminosas), bem como em outros segmentos fora do setor energético como: biotecnologia, componentes eletrônicos, mineração e química. Para essas empresas, a química é uma extensão natural de seu negócio de origem, através da integração com a área de refino. A Exxon tem forte presença no carvão, cobre e zinco. A Shell explora bauxita, alumínio, chumbo, cobre, zinco, estanho, níquel, magnésio, ouro e prata, além de atuar nos mercados de produtos químicos e petroquímicos básicos, carvão, energia solar, energia elétrica, por conversão fotovoltaica,

floricultura, biotecnologia, empreendimentos imobiliários, reflorestamento etc.. Já a British Petroleum possui empreendimentos em mineração, energia solar, ligas de alumínio, alimentação animal, informática, química e petroquímica. As empresas estatais - Eni (Itália), Elf Aquitaine (França), Pemex (México), Kuwait National Petroleum, PDVSA (Venezuela) e a Pertamina (Indonésia) - seguem a mesma estratégia, particularmente na área química/petroquímica (Bueno, 1994).

A integração vertical bem como a estratégia diversificada das empresas petrolíferas seguem uma orientação geográfica tendo em vista que a proximidade física entre os locais de produção e os centros de refino raramente acontece. Essa orientação estimula a internacionalização, que garante a segurança do suprimento e reduz os riscos exploratórios, no caso das empresas importadoras de petróleo, ou a ampliação dos mercados consumidores, no caso das empresas produtoras. Tal internacionalização permite uma maior integração entre os mercados interno e externo, possibilitando assim a redução de custos e a otimização de resultados através de operações comerciais globais de petróleo e derivados.

Vale ressaltar, que essas estratégias não são exclusivas das empresas privadas dos países avançados. Nesta década de 90, constata-se que as empresas estatais dos países filiados à OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), têm adotado políticas de integração à jusante. Elas procuram ampliar suas participações no refino no mundo, como forma de garantir mercado para sua produção, adicionar valor ao seu óleo e reduzir os impactos do preço do petróleo (Petrobrás, 1993). Pesquisa da *Petroleum Intelligence Weekly (PIW)*, publicada em dezembro de 1992, revela que cresce cada vez mais a participação dessas empresas em todos os segmentos da indústria petrolífera, principalmente por meio da integração vertical de suas atividades. Esta pesquisa leva em conta alguns fatores operacionais combinados: reservas e produção de óleo e gás, capacidade instalada de refino e venda de derivados. “Dentre as 50 maiores companhias de petróleo do mundo, selecionadas por esta revista, 28 são estatais, sendo que entre as 10 primeiras estão: Saudi Aramco, da Arábia Saudita (1°); PDVSA, da Venezuela (3°); Nioc, do Irã (5°) e Pemex, do México (6°). Vale ainda observar que das oito maiores companhias produtoras de petróleo, cinco são estatais, e entre as 14 maiores refinadoras encontram-se: PDVSA (3°), Aramco (7°), Pemex (8°), Petrobrás (9°), Eni (11°), Nioc (13°) e Total (14°).

A presença crescente de empresas estatais de países da OPEP (PDVSA, Saudi-Aramco, Lybia Noc) e de países em desenvolvimento na classificação da *PIW* nos anos mais recentes, além de evidenciar a política de maior integração e internacionalização, reforça o caráter estratégico do setor e também o fato dessas companhias dominarem os seus mercados domésticos” (Conjuntura Econômica, out/1993:33).

2.2 A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO

O fator geopolítico influencia fortemente a indústria do petróleo e evidencia seu caráter estratégico, apesar do mesmo ser considerado uma “*commodity*”, devido ao fato de ser um produto homogêneo, muito influenciado por movimentos de oferta e demanda e transacionado em bolsas de futuro. Um aspecto, contudo, não deve ser esquecido: diferentemente de uma *commodity* agrícola, o petróleo é finito. Além disto, como mencionado no ECIB (1993:1), “o 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 existência. Os desdobramentos geográficos 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”.

Para uma melhor compreensão da atual situação mundial da indústria do petróleo e de sua geopolítica, torna-se necessário analisar a sua história, que pode ser dividida em três fases: uma primeira que vai da criação da indústria nos EUA até o monopólio das “Sete Irmãs”; uma segunda que envolve a criação das estatais na América Latina e o surgimento da OPEP; e a última que compreende a década de 90.

Alguns consideram que a indústria do petróleo começou nos EUA, em 1859, com a descoberta de óleo por Edwin Drake e a instalação de uma rudimentar refinaria junto ao poço descoberto. Contudo, para a maioria, é com o surgimento da Standard Oil Company,

do grupo Rockefeller, em 1870, que a industrialização do petróleo deslancha. A Standard Oil conseguiu uma rápida ascensão, aniquilando seus concorrentes. Desde o início de suas operações, ela tratou de montar uma estrutura integrada verticalmente e em 1880, já controlava 80% do mercado de petróleo e concentrava grande poder econômico, algo que somado aos métodos utilizados pela companhia para eliminar seus concorrentes, começou a ser criticado pela opinião pública em geral..

Com a aprovação da lei anti-truste em 1890 (Sherman Act), o governo federal norte-americano, condenou o poderio da Standard Oil, pois este violava a preservação do regime competitivo da livre-empresa. Em 15 de maio de 1911, após exaustivo processo que durou uma década, a Standard Oil foi desmembrada judicialmente em 34 empresas, que dariam origem a Exxon (ex-Standard Oil of New Jersey), Socal (ex-Standard Oil of Califórnia) e a Mobil (ex-Standard Oil of New York). Essas companhias já nasceram grandes e não tiveram dificuldades para dominar o mercado mundial e compartilhá-lo com a Royal Dutch-Shell — resultante da fusão de uma empresa holandesa com uma inglesa, destinada a dominar os mercados europeus e asiáticos —, a Texaco e a Gulf. Juntas, passaram a dominar a produção de petróleo no México, Venezuela, EUA e no Oriente Médio (Petrobrás/Serplan, 1993).

Foi assim que entre os anos de 1911 a 1928, o mercado mundial de petróleo estava dividido entre as Sete Irmãs ¹ (Exxon, Gulf Oil, Texaco, Mobil, Chevron (Socal), Royal Dutch-Shell e a British Petroleum). ¹Já nessa época, a Europa e os EUA começavam a tomar consciência da importância do petróleo nas atividades econômicas, sociais e políticas, bem como do potencial das reservas da região do Golfo Pérsico.

Após a 1ª Guerra Mundial, a Inglaterra, França e EUA procuram consolidar sua hegemonia política na região, através do Acordo da Linha Vermelha. “O acordo declarava que doravante as empresas participantes apenas operariam através de consórcio no território limitado pela Linha vermelha e que seus membros apenas poderiam produzir petróleo em proporção às suas cotas e aumentá-las somente em relação ao incremento da demanda ou

em prejuízo de terceiros” (Gurgel, 1995:70). Tal acordo foi crucial para garantir as reservas necessárias à expansão mundial das grandes empresas de petróleo e ao atendimento dos mercados internos, sedes destas empresas (Inglaterra, França e EUA).

Esse quadro caracterizava uma nova realidade para a geopolítica do petróleo. Além da produção do Golfo Pérsico, contava-se com a da Venezuela e do México para garantir o fornecimento e afastar o perigo de aumento do preço do petróleo. Ao lado dessa conjuntura favorável, grandes descobertas nos EUA (Texas Oriental, Louisiana e Califórnia) apontavam para a queda do preço do barril de petróleo. Para referendar de uma vez a divisão do mercado mundial do petróleo, as grandes empresas reuniram-se na Escócia e assinaram o pacto “AI IS”. De acordo com esse pacto, “as empresas concordariam em manter suas posições no mercado e em manipular a oferta de petróleo bruto, a fim de fixar preços com maior margem de lucro. Os contratos apenas poderiam expandir-se em proporção com o incremento da demanda. Nesse pacto, foi introduzido um critério arbitrário para a fixação de preço. O sistema ficou conhecido como *Gulf-plus*. Adotar-se-ia como base o valor do barril de petróleo bruto norte-americano, nos portos do Golfo do México, acrescido do custo do frete que o país comprador deveria ter pago se tivesse importado o barril do golfo do México (independente da origem do petróleo! Este artifício ficou conhecido como o ‘frete fantasma’) ” (Gurgel, 1995:71). Instituiu-se assim, oficialmente o cartel mundial do petróleo das Sete Irmãs.

Evidentemente que as “Irmãs” não admitiam o cartel. Ele operou em segredo até o começo dos anos 50, quando foi denunciado pela Federal Commission (Comissão Investigadora Federal dos Estados Unidos). Tal denúncia chamou a atenção dos países exportadores e importadores de petróleo que não pertenciam ao cartel, estimulando-os à formação de companhias nacionais, inicialmente na Europa e na América Latina e, mais tarde, na região do golfo Pérsico (Gurgel, 1995). Na América Latina, o Estado tornou-se um importante agente no desenvolvimento da indústria internacional do petróleo. Na Argentina, nasceram a YPF (1922) e a Gas Del Estado (1942). No Uruguai, Peru e Bolívia, foram criadas, respectivamente, as empresas estatais, Ancap (1931), Petroperu (1934) e a YPFB (1936).

⁴ Expressão “Sete Irmãs”, foi uma denominação irônica feita pelo presidente da empresa italiana estatal do petróleo Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), para mostrar o quanto o mercado do petróleo estava cartelizado.

No México, após um litígio entre o governo e as empresas americanas e inglesas, a indústria do petróleo foi nacionalizada, nascendo então a Pemex, em 1938. No caso da Venezuela, mesmo não ocorrendo nacionalização, o Estado realizou reformas na legislação fiscal e no Brasil, em 1954, foi criada a Petrobrás.

Neste cenário, o mercado mundial do petróleo deixou de ser controlado absolutamente pelo cartel das Sete Irmãs. Mesmo assim, após a 2ª Guerra Mundial, os ganhos obtidos pelas grandes companhias aumentaram consideravelmente (só no Oriente Médio, suas receitas totais eram de US\$ 24,8 milhões). Elas, dominavam 65% das reservas, 88% da produção, 77% da capacidade de refino, 66% das frotas mundiais petroleiras e todos os oleodutos importantes fora dos EUA e da ex-URSS (Gurgel, 1995:73).

Desde a decisão mexicana, “os países com pouca expressão em reservas vinham nacionalizando o setor petróleo em resposta aos altos preços dos derivados importados de refinarias no exterior, aos altos custos de distribuição por multinacionais, ao desinteresse na busca do petróleo fora das regiões altamente promissoras e à alta ingerência nos negócios do país” (Petrobrás/Serplan, 1993:7). Contudo, foi com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a 14 de setembro de 1960, em Bagdá, que o panorama da indústria do petróleo modificou-se significativamente. A nacionalização das atividades no Oriente Médio, África e Ásia, significou perdas de mercados e reservas para as grandes companhias e o fortalecimento das grandes empresas estatais. A situação do mercado internacional do petróleo àquela época, era de oferta abundante e de compreensão, pelo mundo árabe, da importância estratégica do petróleo, enquanto recurso finito.

Mesmo assim, o cartel das Sete Irmãs continuaram a determinar as relações políticas e econômicas dos países produtores. Em função disto, até o final dos anos 60, a OPEP pouco influenciou no volume de petróleo a ser produzido e nos preços do barril. Somente a partir da década de 70, é que ela passa a pressionar por uma política de preços favorável aos países produtores. Naquele período, a demanda de petróleo dos países industrializados, particularmente dos EUA, era crescente, situação em parte explicada pelo baixo preço imposto pelas “Irmãs”. Além disso, a desvalorização do dólar americano beneficiava ainda

Posteriormente, a Chevron comprou a Gulf e o cartel ficou sendo chamado das Seis Irmãs.

mais a situação financeira das grandes empresas em detrimento dos países produtores, tendo em vista que elas compravam petróleo bruto da OPEP, com dólares americanos e recebiam moedas valorizadas quando vendiam petróleo e derivados à Europa e ao Japão.

Em 1973, desencadeia-se uma crise política com a guerra árabe-israelense. O somatório de todas essas circunstâncias faz com que os países exportadores (OPEP) passem a pressionar pela elevação do preço do barril de petróleo. Naquele mesmo ano, em Viena, o cartel das Sete Irmãs e o da OPEP, reuniram-se para negociar. As companhias petrolíferas propuseram aos países produtores um aumento de 15% no preço do barril, enquanto que a OPEP reivindicava 30%. Não conseguindo resolver tal impasse, a OPEP unilateralmente, a 16 de outubro de 1973, no Kuwait, aumentou o preço do barril em 70%. Nos últimos meses daquele ano, o mercado do petróleo sofreu sérias flutuações, chegando o preço do barril a custar US\$ 27 nos EUA (Yergin, 1994).

Em resposta, as grandes empresas redobram seus esforços para buscar parcerias em áreas fora da OPEP, única alternativa para a reconquista de reservas, algo vital para sua sobrevivência empresarial. Essa estratégia, por sua vez, exigia grandes investimentos em pesquisa e exploração, inclusive em áreas anteriormente não consideradas comerciais, como o Mar do Norte e o Alasca. Vale dizer, a alta dos preços imposta pela OPEP foi crucial para viabilizar tais investimentos, não sendo pois essa alta de interesse exclusivo da OPEP. Em suma, a determinação dos preços do petróleo no mercado mundial deixa de ser exclusividade das grandes empresas, mas, por outro lado, a elevação promovida pela OPEP, à revelia dessas empresas, justificou economicamente a exploração das áreas mencionadas, dando às "irmãs" condições de aumentar suas reservas e diminuir sua dependência do cartel dos países produtores.

Todo esse movimento ficou conhecido como o processo de balkanização da produção. As grandes empresas passam a desenvolver atividades *off-shore* (exploração em águas profundas). Entre 1970 e 1989, a produção de petróleo cresce em todas as principais regiões do mundo, à exceção da área da OPEP (Tabela 2.1). O aumento da produção e das reservas mundiais começa a superar o consumo naquele período, ocasionando a queda dos

preços do barril de petróleo, que desaba de US\$ 35 em 1981 para US\$10 em 1986, estabilizando-se, posteriormente, em torno de US\$ 20.

Tabela 2.1

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 em Desenv.	28,84	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
Países importadores	0,87	1,10	1,93	2,01
Total Mundial	45,5	59,41	53,20	59,74

Fonte: World Economic Survey, 1989 (ECIB, 1993:36)

Essa perspectiva de relativa estabilidade dos preços que vem desde os anos 80 até a atualidade, tem resultado em mudanças estratégicas no setor petróleo tais como, concentração setorial, reintegração vertical (concentração de investimentos no seu negócio original (*core business*) - petróleo e gás), realocação geográfica dos investimentos para áreas mais seguras, desinvestimentos em áreas fora do *core business*, a exemplo do abandono do mercado de carvão pela British Petroleum, Ashland e Oxy, sem que isto signifique dizer que grandes companhias deixaram de ser diversificadas. A diversificação, apesar de ser agora menor, continua como mostra o quadro abaixo.

Quadro 2.1

ATUAÇÃO DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO NO MUNDO

EMPRESA	PETRÓLEO(*)	P&D/ENG.	QUÍMICA	CARVÃO	ENERGIA SOLAR/ELET	OUTROS NEGÓCIOS
PEMEX	•		•			
SHELL	•	•	•	•		•
BP	•	•	•	•		•
EXXON	•	•	•	•		•
ENI	•	•	•	•		•
ELF	•	•	•			•
MOBIL	•	•	•	•		•
CHEVRON	•	•	•			
AMOCO	•	•	•			•
OCCIDENTAL	•	•	•	•		•
PDVA	•	•	•			
TOTAL	•	•	•	•	•	•
TEXACO	•	•	•			
YPF	•		•			
NORSK	•	•	•		•	•
ARCO	•	•	•	•		
PHILLIPS	•	•	•			
PETROBRÁS	•	•	•			

FONTE: Petroleum Intelligence Weekly e Fortune International Ed. (Relatório da Petrobrás: 1993:16)

(*) Abrangendo exploração, produção, refino, transporte e distribuição.

Outro aspecto que deve ser destacado neste cenário é a tendência à concentração setorial e a maior participação das empresas estatais, cada vez mais integradas, na indústria mundial do petróleo. Um fato que veio a confirmar esta tendência foi a fusão das empresas sauditas Saudi Aramco e Samarec, resultando na maior companhia integrada da indústria do petróleo (Relatório da Petrobrás, 1993:16). Este ano, a Texaco e a Shell Oil estudam a fusão de suas atividades nos EUA, criando uma rede nacional de depósitos, refinarias, postos de gasolina e oleodutos. Tal sociedade dará a essas empresas a liderança no mercado norte-americano de derivados de petróleo, com uma fatia de 15% das vendas. Essa reestruturação da indústria norte-americana de refino de petróleo e comercialização de derivados, deve-se a pressão pela queda das margens de lucro (Gazeta Mercantil, 8/10/96).

Além disso, assiste-se nessa década a abertura dos mercados de vários países que não puderam ter toda a escala necessária para desenvolver a indústria do petróleo. Muitos que possuíam empresas não verticalizadas, ou não integradas, tiveram que vender seus ativos para saldar dívidas, ou por interesse de seus acionistas, reforçando a tendência à concentração setorial. Em decorrência, as grandes companhias multinacionais passam a contar com um conjunto de pequenas reservas e a agregar mercados em muitos países. Esse movimento faz com que elas, juntamente com as megaestatais dos países exportadores, dominem o mercado mundial de petróleo.

Essas mudanças no cenário mundial, que prevalecem nos anos 90, mostram que não necessariamente os países produtores e as multinacionais têm interesses conflitantes, tendo em vista que, se por um lado, as multinacionais privadas não têm reservas satisfatórias de petróleo, como veremos mais adiante, por outro, dominam o refino e o mercado mundial. Já as megaestatais têm reservas abundantes, porém procuram cada vez mais ampliar sua participação no segmento *downstream*. Como já mencionado acima, a tendência atual é que essas últimas aumentem sua participação global na indústria do petróleo, ascendendo no *ranking* mundial. De acordo com Gurgel (1995:86-87), “esse processo evidencia a importância das empresas estatais no desenvolvimento dessa indústria. Por outro lado, na área privada, a tendência, particularmente das *majors*, é de estabilizar o quadro de reservas (sem aumento significativos nos últimos anos, o que leva também por consequência, a estabilização do seu volume de vendas. As *majors* detêm, atualmente, em torno de 15% do direito de propriedade do petróleo mundial. Estrategicamente, essas empresas retornam à base tecnológica, reverticalizando suas atividades, na direção de segmentos tradicionais (exploração, refino e comercialização). No entanto, as parcerias formadas entre o oligopólio e as estatais produtoras, possibilitam às *majors* continuarem ainda como grandes empresas produtoras”.

Neste atual cenário internacional, os maiores produtores são o Oriente Médio, os EUA e a ex - URSS, sendo os dois últimos os maiores consumidores individuais. Segundo dados da British Petroleum (1993), os países industrializados são responsáveis por 75% do consumo de toda a energia mundial. Os EUA, sozinhos, consumiram no 1º semestre de 1991, 17 milhões de barris por dia de petróleo (cru condensado e gás natural), que corresponde a

28% de toda a produção mundial. Desse consumo, ele produziu 8,79 milhões de barris por dia em seu próprio território, 52% de sua demanda, importando 48% de suas necessidades diárias. Do Grupo dos Sete (EUA, Japão, Alemanha, França, Itália, Inglaterra e Canadá), apenas o Canadá e a Inglaterra não são dependentes do petróleo do território de outros países. Os Estados Unidos, por exemplo, despendem anualmente entre US\$ 55 a 60 bilhões com importação de petróleo. Somente no período dos governos Reagan e Bush, foram gastos mais de US\$ 500 bilhões com a compra de petróleo (Bueno, 1994:19).

Atualmente, este país precisa resolver um sério problema no seu setor petrolífero e, mais que isso, na sua política energética. Suas reservas de petróleo, que eram recentemente de 33 bilhões de barris, caíram para 23 bilhões de barris (Jornal AMBEP, junho/1995). Diversos editoriais de publicações especializadas do setor (*World Oil*, *Oil & Gas Journal*, *PIW* e outras), dão conta dessa preocupação. Os dados de produção média diária por poço dos EUA ao final de 1989, indicam que cada poço produzia apenas 12,5 barris por dia (*World Oil*, fev/90, a partir de dados do DOE e do API, órgãos do governo do EUA), tendendo a diminuir ainda mais. A produção média diária total é decrescente: de 7,566 milhões de barris por dia, em 1989, ela cai para uma média diária acumulada até agosto de 1991, de 7,353 milhões de barris. Essa queda, da ordem de 213 mil barris, equivale ao fechamento de cerca de 17 mil poços. Na realidade existe um elevado número de poços, quase 500 mil, que produzem abaixo da média de 12,5 bpd por poço, como todos os do Texas, cuja média é de 10,4 bpd por poço, sendo contrabalançados pelos do Alaska, cuja média diária é de 1300 bpd por poço. O destaque maior, e mais relevante, é que não se consegue dobrar tal média facilmente. É necessário que se descubram grandes campos para poder fechar todos os anti-econômicos e assim poder elevar a média (Movimento em Defesa do Sistema Petrobrás, 1991).

Do lado dos grandes produtores é significativo o papel da OPEP, que detém de 77% a 80% das reservas provadas do mundo, e responde por 39% da produção mundial do óleo, possuindo o Oriente Médio, sozinho, 66% das reservas mundiais. De acordo com as estimativas da British Petroleum (1993), as reservas do Iraque, do Kuwait e de Abu Dabi podem durar, mantido o ritmo de produção de 1990, mais de 100 anos, as da Arábia Saudita perto de 82 anos e as da Venezuela, 70 anos. Enquanto isso, as reservas dos países

desenvolvidos, quando comparadas aos seus níveis de consumo, revelam o grau de dependência dos mesmos ao petróleo importado. O Japão, a Alemanha, a França, a Itália e a Holanda não possuem reservas para sequer um ano de consumo e os EUA e o Reino Unido poderiam viver do seu próprio petróleo por aproximadamente 6 anos. Segundo a *U.S. Energy Information Administration Annual Energy Outlook (1992)*, a dependência do petróleo importado, em relação ao consumo, chega a 99,8% no caso do Japão, 96% no da Alemanha, 94% no da França e Itália e 47% nos Estados Unidos. As tabelas 2.2 e 2.3 sintetizam esse conjunto de informações.

Tabela 2.2
CONSUMO X RESERVAS MUNDIAIS DE ÓLEO - 1991

	CONSUMO Mil BPD ¹	CONSUMO/ HAB Barril/Ano	RESERVAS/ CONSUMO ² (anos)	RESERVAS/ CONSUMO (anos)
EUA	16.180	23.3	32.1	5.7
EX-URSS	8.435	10.6	57.0	15.0
JAPÃO	5.295	15.6	0.1	0
ALEMANHA	2.705	12.3	0.4	0
CHINA	2.405	0.8	24.0	27.3
FRANÇA	2.010	12.9	0.2	0
ITÁLIA	1.895	11.9	0.7	0
REINO UNIDO	1.760	11.3	4.0	6.2
CANADÁ	1.625	22.0	7.9	13.3
MÉXICO	1.585	6.6	51.3	88.7
CORÉIA DO SUL	1.185	10.1	0	0
BRASIL	1.147	3.4	8.1	19.3
ESPAÑA	995	9.3	0	0
HOLANDA	760	18.5	0.1	0
ARGENTINA	430	4.9	1.6	10.2

FONTE: Oil & Energy Trends Maio/92-Reservas Provadas

1) BPD é barril por dia

2) reservas/consumo indica quantos anos o país produziria petróleo para seu consumo
Brasil são reservas totais (Petrobrás)

Tabela 2.3
RESERVAS X PRODUÇÃO MUNDIAL DE ÓLEO - 1992

	RESERVAS Bilhão barris	PRODUÇÃO Mil BPD	RESERVAS/P RODUÇÃO em números de anos	% RESERVAS MUNDIAL	% PRODUÇÃO MUNDIAL
ARÁBIA SAUDITA	257.8	8.735	82.0	25.6	13.5
IRAQUE	100.0	480	>100.0	9.9	0.7
COVEITE	94.0	905	>100.0	9.3	1.4
IRÃ	92.9	3.455	73.6	9.2	5.4
ABU DABI	92.2	2.050	>100.0	9.2	3.1
VENEZUELA	62.6	2.500	69.7	6.2	4.1
EX-URSS	57.0	9.085	17.3	5.7	14.2
MÉXICO	51.3	3.155	46.2	5.1	4.9
EUA	32.1	8.850	9.8	3.2	13.1
CHINA	24.0	2.850	22.2	2.4	4.5
LÍBIA	22.8	1.520	41.2	2.3	2.3
NIGÉRIA	17.9	1.850	26.6	1.8	2.9
ARGÉLIA	9.2	1.325	21.0	0.9	1.8
BRASIL	8.1	647	34.3	0.8	1.0
CANADÁ	7.6	2.065	9.6	0.8	3.1

FONTE: BP Statistical Review of World Energy junho/93-Reservas Provada

Brasil são Reservas Totais (Petrobrás).

Essa concentração de 66% das reservas provadas no Oriente Médio, explicita as razões econômicas, políticas e estratégicas relacionadas com o recente conflito ocorrido naquela área (Guerra do Golfo). Se a iniciativa de Saddam Hussein de invadir o Kuwait fosse bem sucedida, o Iraque se consolidaria como um dos maiores produtores de petróleo do mundo, com um quinto de todas as reservas mundiais, uma vez que ele possui 9,9% das reservas mundiais e o Kuwait 9,3%, percentual próximo ao do Irã (9,2%) e Abu Dabi (9,2%)

e bem abaixo da Arábia Saudita (25,6%) (Bueno, 1994:38). Neste contexto, os países dependentes de suprimento exterior de petróleo ficam sujeitos a flutuações de preço e cortes de oferta, face a ocorrência de qualquer conflito nesta região. Em vista disso, os mais ricos têm procurado cada vez mais desenvolver parcerias em áreas menos turbulentas, como a América Latina, onde estima-se reservas de 125 bilhões de barris de petróleo.

2.3 FRONTEIRA TECNOLÓGICA

O desenvolvimento tecnológico da indústria do petróleo direciona-se para a obtenção de diferenciais de competitividade e a inserção das empresas no mercado, apesar dela ser considerada como tecnologicamente madura. Apenas 0,6% do seu faturamento é aplicado em pesquisa e desenvolvimento (P&D), geralmente na indústria do refino, que ao possuir similaridade tecnológica com a indústria petroquímica, permite a verticalização em direção a essa indústria.

A indústria do petróleo também caracteriza-se pela grande diversidade tecnológica, o que exige fornecedores especializados (indústrias de bens de capital e serviços industriais), que constituem a chamada parapetroleira, fortemente dinamizada pelo 1º choque do petróleo, quando as *majors* trataram de reorientar seus investimentos para a exploração petrolífera no Mar do Norte e no Golfo do México.

Atualmente, o desenvolvimento de técnicas em exploração *off-shore* e a necessidade de adequação tecnológica do refino às demandas ambientais são dois grandes desafios para a indústria. Numa breve retrospectiva, pode-se listar os seguintes avanços técnicos por ela conquistados:

- **em exploração:** sísmica de 3D, processamento de dados a partir de supercomputadores, sensoriamento remoto;

- **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*, cabeça de poços, *templates*, etc);
- **em refino:** conversão secundária (craqueamento catalítico, reforma catalítica, hidrotratamento, hidrocrackeamento); hidrocrackeamento profundo (conversão desafalção, *Flexicoker*, *Hycon*); novos produtos chamados de oxigenados cuja função é aumentar a octanagem da gasolina (MTBE, ETBE) (ECIB, 1993:35-36).

3 O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NO BRASIL

3.1 “O PETRÓLEO É NOSSO” : A CRIAÇÃO DA PETROBRÁS E A LEGISLAÇÃO DO MONOPÓLIO

Antes da campanha — “ O Petróleo é Nosso” —, que resultou na criação da Petrobrás, já estava posta no Brasil a questão do petróleo. As primeiras preocupações oficiais começaram na época da I Guerra Mundial, pois a aceleração do crescimento industrial, dinamizou o consumo interno de combustíveis minerais fazendo crescer a dependência brasileira de fontes externas de abastecimento. Anos antes, a iniciativa privada tinha realizado alguns levantamentos geológicos sem obter resultados significativos. Tais preocupações materializaram-se em ações entre 1919 e 1929, quando o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) conduziu as primeiras sondagens para encontrar petróleo no Paraná, Alagoas e Bahia, sondagens estas que foram logo abandonadas porque faltava ao país experiência e especialistas na área de geologia do petróleo. Além disso, os técnicos da SGMB enfrentaram sérias dificuldades devido às condições do terreno explorado e as deficiências dos equipamentos utilizados. Apesar de todos esses problemas, e do ainda tímido interesse governamental, a atuação da SGMB resultou num imenso volume de informações sobre a geologia brasileira. No início da década de 30, a SGMB foi extinta, sendo criado em seu lugar o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM).

Alguns anos depois, mais precisamente em 1927, mesmo não tendo sido confirmada quaisquer descoberta de petróleo no território nacional, Idelfonso Simões Lopes detona um debate sobre propriedade, exploração e pesquisas de jazidas de petróleo, que deveria subsidiar a regulamentação do comércio de derivados - já controlado pelas companhias internacionais de petróleo -, e outras atividades referentes ao petróleo. A idéia defendida pelo mesmo era de considerar o conjunto dessas atividades como serviços de utilidade pública.

Em 1936, por iniciativa do Conselho Federal de Comércio Exterior (CFCE), os militares encaminharam para a Câmara dos Deputados um projeto de lei para a criação do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC). Dois anos depois, alguns oficiais do chamado Estado Maior e membros do CFCE, formularam um outro projeto, propondo que o Estado passasse a controlar o setor petrolífero (inclusive a área comercial). Desta ação, resulta a decisão do Governo Vargas, através do Decreto nº 395, de 29 de abril de 1938, de tornar o abastecimento nacional de petróleo um serviço de utilidade pública. A importação, exportação, transporte, construção de oleodutos, distribuição e comércio de derivados estariam agora, finalmente, sobre o controle do Governo Federal. O decreto também nacionalizava toda a atividade de refino e criava o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) que exerceria as atividades regulatórias do setor. As refinarias de petróleo só poderiam ser instaladas com a autorização do Governo Federal, que teria de aprovar todas as suas especificações técnicas, localização etc. Até mesmo o controle de preço seria exercido em favor da indústria de refino nacional.

Este decreto foi inspirado nas experiências de nacionalização e estatização parcial ou total da indústria petrolífera no Uruguai, na Argentina e no México. Segundo os militares que participaram da criação do CNP, o domínio das grandes companhias internacionais de petróleo, ameaçava o poder político do novo Estado Nacional, principalmente em caso de guerra. As companhias internacionais, contrariadas e surpresas, se articularam para participar do CNP, porém, um novo Decreto, nº 538 de 7 de julho de 1938, fixou que ele só poderia ser composto por representantes dos ministérios da Guerra, Marinha, Fazenda, Agricultura, Viação e Obras Públicas, e de associações de comércio e indústria. Tais representantes tinham que ser brasileiros natos e, nos últimos cinco anos, não poderiam ter tido qualquer vínculo com companhias privadas.

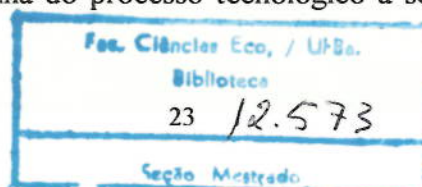
Logo em seguida (1939), descobre-se os primeiros vestígios de petróleo no Brasil, na localidade de Lobato, estado da Bahia. A primeira atribuição do CNP foi a de viabilizar a exploração de tal descoberta. A partir dos trabalhos iniciais de mapeamento geológico e as várias sondagens realizadas na região do recôncavo baiano, chegou-se à conclusão que os 17 poços perfurados em Lobato eram subcomerciais. Todavia, com o aprofundamento do referido mapeamento, começam a surgir resultados melhores a exemplo da descoberta de

campos comerciais de petróleo em Candeias (1941) e Itaparica (1942), e de gás em Aratu (1942) .

Por não dispor de técnicos e equipamentos suficientes para a exploração de petróleo, o CNP realizou contratos com firmas americanas prestadoras de serviços, com o objetivo de aumentar as atividades de sondagens na região acima mencionada e em outros estados (Pará, Sergipe, São Paulo e Paraná), sendo que somente na Bahia ocorreram novas descobertas de óleo. Vale dizer que, àquela época, o CNP não atuou sozinho. A iniciativa privada também mostrou-se interessada na exploração do petróleo, contudo, suas tentativas não foram além de levantamentos preliminares, tendo em vista sua carência de recursos financeiros e humanos .

As atividades do CNP não pararam por aí. Seu primeiro presidente, general Horta Barbosa, começou a por em prática seu projeto de construção de uma refinaria estatal. Para ele, a nacionalização do refino seria a chave para o financiamento das atividades de pesquisa, exploração e produção, pois estas duas últimas concentram os riscos e os custos da indústria petrolífera. Apesar de à época, serem permitidas instalações de refinarias privadas no País, desde que autorizadas pelo Governo Federal, Horta Barbosa tratou de dificultar ao máximo a efetivação de projetos privados nacionais. Para tanto, procurou elaborar uma legislação eminentemente nacionalista, na fase inicial de organização do CNP, voltada para o desenvolvimento da indústria petrolífera brasileira. Horta Barbosa encontrou resistência para concretizar seus planos, principalmente o de construir uma refinaria estatal, o que levou-o a demitir-se em agosto de 1943. O novo presidente , o general João Carlos Barreto, deu novos rumos a política do órgão, que passou a considerar imprescindível a participação do capital estrangeiro no setor de refino, mantido o controle nacional sobre a lavra e a exploração. Com a Resolução nº 1 de 1945, o CNP passou a permitir a instalação de refinarias privadas nacionais no país.

Apesar da inversão política, essa resolução foi elaborada seguindo os padrões da legislação nacionalista de 1939/40, na medida que estabelecia condições bastantes duras para as empresas que desejassem concorrer para a construção de refinarias. Elas “ teriam de aceitar a intervenção do CNP na escolha do processo tecnológico a ser adotado e na fixação de



preços; a localização e a capacidade de refino seriam definidas pelo órgão, com o objetivo de evitar situações não-concorrenciais para as empresas, que por sua vez não poderiam exigir favores tributários e teriam de apresentar um contrato prévio de fornecimento de óleo cru e um projeto de investimento de partes dos lucros na exploração de petróleo. Os acionistas tinham de ser brasileiros natos e não podiam obter empréstimos em companhias estrangeiras ” (Mattos Dias & Quagliano, 1993:91). Esse conjunto de condições teve o efeito previsível de afastar alguns grupos pré-selecionados e atrasar consideravelmente a construção das mesmas pela iniciativa privada. Em razão desta demora e da descoberta de vários campos comerciais no recôncavo, criou-se condições para que o próprio CNP construísse uma pequena refinaria na Bahia. A lei nº 9881 de 16 de setembro de 1946, de constituição da Refinaria Nacional de Petróleo S/A (hoje Refinaria Landulfo Alves), determinava que a participação estatal deveria ser limitada a 50% e que após dois anos de operação, essa participação acionária deveria ser transferida aos particulares através da venda das ações da União no mercado de capitais. Tal intenção de privatizar a refinaria nunca se concretizou por dois motivos: não se encontrou tomadores para as ações; e o clima político favorável a nacionalização voltou a crescer, transformando o Estado em empresário do refino.

O projeto Mataripe, a despeito de ter se mostrado pouco significativo em termos de atendimento das necessidades do mercado interno, propiciou a formação dos primeiros técnicos especializados na montagem desse tipo de empreendimento. Entre 1947 e 1948, a questão do petróleo foi incluída no Plano SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia). Elaborado por técnicos do Departamento de Administração do Serviço Público (DASP), ele previa , num prazo de cinco anos, a realização de investimentos estatais nas áreas de saúde, alimentação, transporte e energia. Nesta última , sua consequência foi a autorização do Congresso para a efetivação de novos investimentos em refino e transporte de petróleo, que resultaria na criação da refinaria de Cubatão.

A importância dada pelo Plano SALTE ao petróleo tinha razão de ser. No final do Governo Dutra, o consumo de derivados de petróleo estava crescendo a taxas elevadas e o déficit no balanço de pagamentos impunha a redução das importações desses produtos, sem que houvesse perspectivas de se suprir o consumo interno, a partir da construção de refinarias

privadas e estatais. Em meio a essa situação, o CNP, que a princípio tinha a incumbência apenas de fiscalizar e regulamentar o setor, passa a desempenhar tarefas executivas muito além de suas possibilidades. É nesse contexto, que Getúlio Vargas, como candidato às eleições de 1950, começou a articular a campanha “ O Petróleo é Nosso ”.

No final do Governo Dutra, e com Getúlio Vargas já eleito, tramitavam no Congresso dois projetos de leis referentes ao petróleo, ambos apresentados pela bancada comunista, então na legalidade. O primeiro, de nº 382 de 25 de julho de 1947, sugeria a criação do Instituto Nacional do Petróleo (INP), em substituição ao CNP, e admitia a constituição de sociedades e economia mista, bem como a entrada do capital estrangeiro. Já o segundo, de nº 422, apenas permitia a entrada de capitais privados nacionais (Marinho Jr., 1989).

Antes disso, em 1948, duas Mensagens Presidenciais foram enviadas ao Congresso Nacional provocando mudanças na legislação do petróleo. A de nº 61 (31 de janeiro de 1948), alterava o caráter de utilidade pública do abastecimento nacional de petróleo e a de nº 62 (4 de fevereiro de 1948) criava o chamado Estatuto do Petróleo, elaborado por uma comissão do CNP. “O Estatuto definia na prática, um sistema de concessões que teriam um prazo inicial de 30 anos. As companhias estrangeiras poderiam ter acesso a pesquisa e lavra sem qualquer associação com o capital nacional. No transporte e refino, a participação estrangeira seria limitada a 40%, até que satisfizesse o consumo interno. A exportação de óleo cru só poderia ser realizada após estar assegurado o consumo interno por três anos e, no caso da exportação dos derivados, as companhias de refinação só poderiam ser totalmente estrangeiras quando estivesse totalmente garantida uma capacidade interna de refino sob controle nacional. Havia o claro objetivo de assegurar o controle nacional sobre os patamares mínimos do consumo interno e, em etapa posterior, atrair o investimento estrangeiro que visasse mercados externos ” (Mattos Dias & Quagliano, 1993: 95)

Esse estatuto desagradou tanto às multinacionais e ao capital nacional, quanto aos nacionalistas. De uma lado, ele restringia o controle do mercado interno de refino e transporte e as atividades de exploração e exportação de petróleo das companhias estrangeiras e, de outro, não melhorava a posição do capital nacional, pois este continuava com poucos recursos para fazer empreendimentos no setor, além de abrir a atividade de

refino ao capital estrangeiro. Por tudo isto, no ano seguinte começava a organização de uma campanha contra o estatuto do petróleo. Em 21 de abril de 1948, foi criado o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo, composto por militares e a imprensa nacionalistas, estudantes, intelectuais e técnicos não ligados ao CNP. A campanha contava ainda com um espectro bastante amplo de políticos nacionalistas conservadores, como o ex-presidente Artur Bernardes, membros do PSD e da UDN, deputados socialistas e trabalhistas.

Naquele ano foram também criados em vários estados, pequenos centros de defesa do petróleo (Santa Catarina, Pernambuco, Paraná, Rio Grande do Sul e São Paulo). No Rio de Janeiro, a grande mobilização comemorou em junho o mês nacional do petróleo. Entre 1948 e 1949, a campanha "O Petróleo é Nosso"- lema saído do movimento estudantil - experimentou um grande crescimento. Ela avançava no sentido de se tornar um verdadeiro movimento popular e em outubro de 1949 ampliou seus objetivos, transformando o centro de estudos e defesa do petróleo em Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (CEDPEN). No final daquele ano, o Estatuto começou a sofrer modificações e sua aprovação já era considerada algo difícil. O sucesso da campanha ganhou mais força quando alguns membros dos Centros de Defesa do Petróleo foram eleitos deputados federais, estaduais e vereadores, fazendo-a chegar ao Congresso. A 6 de dezembro de 1951, a mensagem presidencial nº 469 encaminha ao Congresso o projeto nº1516, constituindo a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobrás), na forma de uma sociedade por ações .

"Segundo Rômulo Almeida, chefe da Assessoria Econômica de Vargas, e um dos principais responsáveis pela redação do projeto da Petrobrás, a elaboração desse projeto esteve marcada por um grande cuidado político. A menção do monopólio da União estava excluída, por exemplo, pela avaliação que se fazia do Congresso - de maioria conservadora - e pelos projetos externos de exploração na Bolívia e Peru. O projeto determinava a criação de uma companhia *holding* bastante flexível do ponto de vista organizacional em suas subsidiárias e uma distribuição acionária que deveria permitir, por um lado, a participação da empresa em uma ampla gama de atividades, sem que se tornasse necessário o controle estatal completo em todas elas, e, por outro lado, garantir várias formas de captação de recursos privados" (Mattos Dias & Quagliano, 1993:110). A CEDPEN logo

crítico o projeto, temendo que o governo permitisse - com essa composição acionária proposta pelo projeto - a associação com companhias estrangeiras .

No ano seguinte, o governo Vargas enfrentaria sérios conflitos com os deputados ligados à Campanha “O Petróleo é Nosso”, levando-o a recuar, em julho de 1952, e anunciar que aceitaria o princípio do monopólio estatal. É importante lembrar, que o projeto que criou a Petrobrás teve uma conotação marcadamente nacionalista e que o principal objetivo da campanha foi o de desenvolver a produção e o refino interno de petróleo, evitando que o mercado brasileiro de petróleo e derivados continuasse na dependência de empresas estrangeiras. O projeto começou a ser discutido a partir de 10 de setembro de 1953, tendo sua redação final sido aprovada no final daquele mês. Ao todo, a tramitação e a aprovação do projeto da Petrobrás no Congresso Nacional durou 23 meses. Finalmente, em 3 de outubro do mesmo ano foi promulgada a Lei nº 2004 que criou a Petrobrás (sociedade de economia mista e com controle acionário do Governo Federal) e instituiu o monopólio da União sobre:

- a pesquisa e lavra de jazidas de petróleo, outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no país;
- o refino do petróleo nacional ou estrangeiro ;
- o transporte marítimo e por dutos, de petróleo e gás e seus derivados.

Para executar o monopólio, essa lei definiu várias fontes de recursos financeiros (Fundo Rodoviário Nacional, Imposto Único sobre Combustíveis Líquidos, Imposto de Importação sobre Automóveis etc.) e benefícios fiscais (isenção dos tributos de importação para consumo e de impostos para a importação de maquinário, equipamentos e sobressalentes e outros) para a Petrobrás. Para Alveal (1994:72) a solução estatal dada para a questão do petróleo no Brasil deve-se “ a inexistência de alguma estrutura empresarial de certa relevância, pública ou privada, nacional ou estrangeira, implantada nas atividades que se constituíram em funções de monopólio da Petrobrás”. Além disso, é bom lembrar ainda, que

as empresas estrangeiras sempre consideraram o Brasil pouco promissor para a exploração e produção, por isso nunca se interessaram na implantação dessas atividades no país.

Mesmo contando com os recursos acima mencionados, a Petrobrás nos seus primeiros anos, teve enfrentado dificuldades para obter divisas necessárias à importação de equipamentos e acessórios, que a indústria nacional não estava em condições de fornecer, assim como escassez interna de pessoal qualificado para novas habilitações e processos de produção exigidos pela indústria petrolífera. Quanto ao primeiro problema, o segundo presidente da Petrobrás, o coronel Arthur Levy, conseguiu garantir para a empresa, junto ao chefe da Casa Militar, 80% dos recursos em moeda estrangeira provenientes da economia de divisas geradas pelas atividades da estatal, em produção, refino e transporte, que permitiam reduzir em mais de US\$ 50 milhões as importações do país no final de 1954 (Marinho Jr., 1989:281).

O CNP continuou como órgão de fiscalização e controle da política nacional de petróleo e derivados e foi excluído do monopólio da União as atividades de refino anteriormente concedidas a algumas empresas privadas. A refinaria Ipiranga e a refinaria de Mangueiras, situadas, respectivamente, no Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro, continuaram operando, sendo contudo vedadas ampliações nas suas capacidades de processamento.

Embora a Petrobrás tenha sido criada para atender ao crescimento do consumo doméstico e garantir o abastecimento de derivados, a curto prazo o seu objetivo seria o de reduzir os gastos em moedas fortes com a importação de derivados, a fim de atenuar a pressão sobre o balanço de pagamentos, pressão essa que só seria efetivamente aliviada com o posterior aumento da produção de petróleo nacional. É importante destacar, que por ocasião da efetiva constituição da Petrobrás em 1954, a produção doméstica de petróleo ultrapassava pouco mais de 2600 barris por dia (b/d), representando menos de 2% do consumo do país, que era da ordem de 160 mil b/d. Já a capacidade instalada do parque nacional de refino, era de aproximadamente 40 mil b/d, equivalente a 25% do consumo interno de derivados. A Petrobrás, ao iniciar suas operações, recebeu do CNP um acervo estimado em US\$ 165 milhões, onde se destacavam: uma refinaria em Mataripe, Bahia (RLAM), com capacidade para processar 5 mil b/d; uma refinaria em construção em Cubatão, São Paulo (RBPE),

projetada para 42 mil b/d; uma fábrica de fertilizantes, também em construção em Cubatão; 22 navios que compunham a frota de petroleiros, totalizando 230 mil t de porte bruto (TPB), e o terminal marítimo de Madre de Deus, na Bahia.

Para atender às necessidades de expansão das atividades correlatas à indústria do petróleo, a Petrobrás foi criando ao longo de sua existência empresas nas áreas de petroquímica, distribuição de derivados de petróleo, prestação de serviços técnicos e mineração, seguindo uma tendência internacional observada nas grandes companhias de petróleo. Monta-se assim o Sistema Petrobrás, constituído por uma empresa *holding*, a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) e quatro subsidiárias: Petrobrás Distribuidora S.A. (BR), Petrobrás Internacional S.A. (BRASPETRO), Petrobrás Química S.A. (PETROQUISA) e Petrobrás Fertilizantes S.A. (PETROFÉRTIL).

É bom lembrar que a expansão da empresa na direção da petroquímica, da conglomeração e da internacionalização, deveu-se a reforma administrativa de 1967, que através do decreto-lei nº 200 concedeu considerável autonomia gerencial para a Petrobrás. De acordo com esse decreto, as empresas públicas e as sociedades de economia mista funcionariam em condições idênticas ao setor privado, cabendo a essas entidades, sob a supervisão ministerial, ajustar-se ao plano geral do governo. Esse decreto foi de particular relevância para a expansão do sistema empresarial da Petrobrás.

3.2 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

As atividades de exploração da Petrobrás foram iniciadas em 1954, enfrentando carência de pessoal especializado, pois ainda não havia no país cursos na área de geologia do petróleo. Para superar essa restrição, contratou-se uma equipe de geólogos e geofísicos norte-americanos, que procurou desenvolver as possibilidades já delineadas na Bahia e avançar os trabalhos de geologia da superfície na direção da costa Sergipe-Alagoas. Foram também realizados levantamentos geofísicos em bacias localizadas nos estados do Maranhão, Piauí, Paraná, Mato Grosso, Goiás, Espírito Santo, Amazonas e Rio de Janeiro (Campos). Com

isto, acumulou-se um grande volume de conhecimento acerca das bacias sedimentares brasileiras, apesar de descobertas adicionais só terem ocorrido no recôncavo baiano. Existia uma promessa, ainda a ser confirmada, da existência de óleo na bacia de Sergipe-Alagoas. Naquela época, as avaliações das bacias sedimentares brasileiras por parte dos vários geólogos brasileiros e norte-americanos, não eram muito otimistas. Quase sete anos depois, a produção de petróleo nacional, passou de 6.000 bbl/d, em 1954, para 95.400 bbl/d em 1961 (ECIB, 1993:62).

Em 1961, técnicos nacionais começaram a questionar as conclusões da equipe norte-americana. Terminado o contrato com esta equipe, decidiu-se montar um grupo de trabalho composto por geólogos brasileiros para fazer uma reavaliação das bacias sedimentares brasileiras, a partir do conhecimento acumulado até então. A possibilidade de existência de óleo na bacia de Sergipe-Alagoas foi confirmada em 1963, com a descoberta do campo de Carmópolis. Apesar disto, os novos campos produtores no recôncavo e a descoberta de Carmópolis não eram suficientes para atender ao crescimento do consumo nacional. Por outro lado, o mercado mundial apresentava preços em queda, devido à superprodução, fazendo com que o investimento em programas ambiciosos de exploração parecesse pouco racional. Dado este cenário, nos anos de 1965 e 1966, as atividades de exploração foram concentradas em bacias já produtoras e com fortes chances de terem petróleo (o recôncavo, Sergipe-Alagoas, Tucano do Sul (RN), Barreirinhas (MA), e o sul da Bahia-norte do Espírito Santo). Já as bacias do médio Amazonas, Paraná e Tucano Central (RN), que apresentavam dificuldades geológicas conhecidas, foram temporariamente descartadas.

Em 1967, diante das conclusões desanimadoras referentes às bacias terrestres, houve uma grande redução dos investimentos na pesquisa em terra e foi posto em andamento o projeto de perfuração submarina, com a contratação de firmas especializadas no exterior. A Petrobrás além de contratar esse serviços, procurou desenvolver paralelamente uma estratégia ampla de formação de recursos humanos e capacitação tecnológica, com o envio regular de geofísicos brasileiros para especialização no exterior. É neste contexto que nasce e se desenvolve o Centro de Pesquisas da Petrobrás (CENPES), concentrando os recursos humanos e coordenando o processo de aquisição e geração de novas tecnologias. Neste mesmo ano de 1967, construiu-se no Brasil a plataforma Petrobrás I, com capacidade para a

exploração de lâminas d'água de até 30 metros, sendo o início da operação programado para o primeiro semestre de 1969. Em 1971, foi encomendado a um estaleiro japonês a construção de um navio-sonda e, no ano seguinte, a construção de outra plataforma, a Petrobrás III, a um estaleiro norte-americano. Entre os anos de 1975 a 1977, foram construídas por firmas estrangeiras e nacionais, a Petrobrás IV, para lâminas de até 33 metros, plataformas fixas para produção de petróleo, uma plataforma flutuante e uma árvore-de-natal seca (conjunto de válvulas para controlar o óleo que pode vir à superfície espontaneamente, impedido pela pressão interna dos gases) para começar a exploração de petróleo, no campo de Enchova, descoberto em 1977, à profundidade de 124 metros, que possuía boas perspectivas de produção. Nele foi empregado o primeiro Sistema de Produção Antecipada (SPA), uma tecnologia que reduz os prazos para a extração de óleo, em razão da utilização de equipamentos de produção acoplados à sonda de perfuração (Mattos Dias & Quagliano, 1993; Petrobrás, 1986).

Com esta estratégia da Petrobrás vários avanços foram obtidos. Em 1968 descobriu-se o campo de Guaricema (SE), na extensão da bacia Sergipe-Alagoas e no período 1970-72 completou-se o levantamento básico da plataforma continental, sendo já nitido o progresso da geofísica brasileira. Os resultados não tardaram. Foram descobertos os campos de Caioba e Camorim em Sergipe e em terra, achou-se petróleo em Fazenda Cedro, no Espírito Santo. Naquela ocasião, o consumo crescente de derivados de petróleo e as graves consequências da crise de 1973-74 impuseram a adoção de alternativas no curto prazo, uma vez que tais descobertas não eram de grandes volumes de petróleo e o país sofria restrições tecnológicas no que se refere a prospecção. Assim, em 1972, foi criada uma empresa subsidiária para a exploração de petróleo no exterior, a BRASPETRO e, ao mesmo tempo, dado o interesse das empresas estrangeiras em explorar o petróleo das bacias brasileiras *off-shore*, foram iniciados estudos para a adoção de contratos de riscos.

Em 09/10/1975, o Presidente Ernesto Geisel autorizou esses contratos para apressar a pesquisa de petróleo no país e aliviar a Petrobrás do encargo de avaliar as reais possibilidades das bacias sedimentares. Tais contratos, permitiram “ a abertura da exploração às companhias estrangeiras, através dos contratos de prestação de serviços para a exploração de petróleo, com cláusula de risco. Eles se caracterizam pelo fato de que a

companhia contratada só será paga ou terá direito a outro tipo de remuneração, se for encontrado petróleo em quantidade comercial” (Petrobrás, 1986:20). Vários blocos na Bacia de Santos, por exemplo, permaneceram por oito anos em poder da British Petroleum e do consórcio Chevron/Pecten/Marathon, que embora tenham encontrado indícios de hidrocarbonetos, consideraram a ocorrência não comercial. Em 1988, a Petrobrás descobriu na mesma Bacia, o campo de Tubarão e, posteriormente, o Estrela do Mar (1990), Coral (1990) e Caravela (1992), todos em produção. No total foram assinados 243 contratos, resultantes de nove licitações, envolvendo 42 empresas, na maioria internacionais, das quais 22 na condição de operadoras e 20 como associadas. Os resultados desses contratos foram poucos significativos. Descobriu-se apenas jazidas de gás natural pela empresa estrangeira Pecten nas bacias de Santos (SP) e Camamu-Almada (BA) e pequenos campos de petróleo em terra no Rio Grande do Norte. A Petrobrás, em 1979, chegou a redesenhar o modelo do contrato, cedendo áreas de menor risco exploratório (contratos de mini-risco). Tal decisão não provocou qualquer mudança significativa. A nova Constituição brasileira, aprovada em 05.10.1988, veio a proibi-los.

Durante o período em que vigorou esses contratos, os investimentos estrangeiros não chegaram a atingir o montante que se esperava. Enquanto outras regiões da América Latina receberam inversões de porte, o Brasil não mereceu mais do que US\$ 1,2 bilhão dos investimentos internacionais e US\$ 0,5 milhões de nacionais. Apesar da pouca contribuição das pesquisas realizadas por estas empresas para o aumento das reservas nacionais de petróleo, elas tiveram certo impacto sobre as de gás natural, que aumentaram em torno de 8%, além de terem aberto possibilidades exploratórias na Bacia de Campos (ECIB, 1993:12).

Paralelamente a isto, a Petrobrás continuou desenvolvendo tecnologia em exploração e produção (E&P). Entre os anos de 1974 e 1983, os investimentos em E&P resultaram em novas descobertas, destacando-se os campos de Garoupa e Namorado na Bacia de Campos (1974). Graças a esses progressos, a produção nacional de petróleo atingiu 500 mil barris de óleo/dia em 1984, aumentando dois anos depois para 590 mil (Petrobrás, 1993). A Bacia de Campos tornou-se a principal produtora do país, recebendo maciços investimentos nas atividades de exploração e produção, chegando a representar 90% do valor das inversões da

empresa nos anos 80. Entre os anos de 1991 e 1992, as reservas provadas de petróleo aumentaram substancialmente, passando de 2,8 bilhões para 3,6 bilhões bbl, e as potenciais, excluídos as situadas em lâminas d'água superior a 1000 metros, eram da ordem de 5,5 bilhões de bbl de óleo recuperável, números esses que evidenciam o melhor desempenho da atividade exploratória do país. O índice de descobertas (relação entre descobertas econômicas e poços perfurados) no mar também tem crescido, passando de 12,5% em 1987 para 19,2% em 1990, superando a média americana que é da ordem de 15%. (ECIB, 1993:46). Até 1993, a Petrobrás já tinha investido na área de exploração, algo em torno de US\$ 13 bilhões (em valores correntes), sendo descobertas 282 acumulações de óleo e gás natural nas bacias terrestres e 113 nas marítimas. No ano seguinte, esses investimentos subiram para aproximadamente para US\$ 14,25 bilhões, em moeda de dezembro de 1994. Quanto a produção de óleo e gás natural, ela alcançou 721,8 mil barris/dia, em 1993, saltando para 801,7 mil barris/dia em 1994. Segundo dados de 1993, a Bacia de campos é responsável por aproximadamente 60% da produção nacional, com a expectativa de que essa produção venha aumentar ainda mais com o desenvolvimento dos campos em águas profundas. (Petrobrás, dez-1994/dez-1995: 34).

Cabe ressaltar, que 64% das reservas totais e 52% das provadas estão concentradas na plataforma continental sob lâmina d'água superior a 400 metros, englobando os campos gigantes de Marlim, Albacora, Barracuda e Marlim Sul, situadas no litoral do Rio de Janeiro. Dadas essas condições, a Petrobrás vem desenvolvendo cada vez mais novas tecnologias para a produção em águas profundas, que têm garantido à empresa expressivos recordes mundiais, como os abaixo listados:

- Descoberta de petróleo sob lâmina d'água de 1565 metros (Campo de Albacora - junho/87);
- Instalações de monobóia em lâmina d'água de 405 metros (Piloto de Marlim - março/94)
- Produção de petróleo sob lâmina d'água de 1027 metros (Campo de Marlim (MRL) - abril/94);

- Instalação de oleoduto sob lâmina d'água de 886 metros (PVXVIII - Campo de Marlim - janeiro a abril/94);
- Ancoragem de unidade semi-submersível em lâmina d'água de 910 metros (P-XVII - Campo de Marlim - maio/94) (Relatório da Petrobrás, 1994: 40).

Em setembro de 1996, a produção da Petrobrás registrou uma média de 815 mil barris por dia, um aumento de 5,2% em comparação aos 774 mil barris diários produzidos em agosto, sendo que esse incremento da produção foi atribuído ao início de operação de uma nova plataforma no enorme campo de Albacora, no Rio de Janeiro, além da normalização das operações do campo de Marlim. Já a produção de gás natural nesse mesmo mês foi de 25,95 milhões de metros cúbicos, representando um aumento de 3% em relação aos 25,18 milhões de metros cúbicos produzidos em agosto (Gazeta Mercantil, 25/10/96). Mais recentemente, a Gazeta Mercantil (14/11/1996) anunciou que a Petrobrás bateu o recorde nacional com a produção de 901 mil barris de petróleo por dia.

3.3 REFINO E COMÉRCIO

Nos primeiros anos de sua atuação, a Petrobrás já sentia a urgência de ampliar o parque de refino nacional, pois, afinal, o desenvolvimento da indústria automobilística, instalada no Governo JK, iria incrementar a demanda de gasolina e outros derivados. Assim sendo, neste mesmo período governamental, ela começou a projetar sua expansão no refino com o propósito de atingir a autosuficiência na produção de derivados, importando equipamentos, máquinas e acessórios que a indústria nacional ainda não tinha condições de fornecer. Posteriormente, ao ampliar seus investimentos nesta área, a Petrobrás lançou um programa de substituição de importações, através do qual oferecia aos mais interessados e capacitados empresários privados nacionais, adiantamentos sobre as encomendas feitas pela empresa. Tal programa, motivou o surgimento em 1955, da Associação Brasileira para o

Desenvolvimento das Indústrias de Base (ABDIB), composta inicialmente por cinco empresas (Cobrasma, Bardella, Dedini, Vilarés e Cavallari).

Tornando-se pioneira na definição de uma política de nacionalização de equipamentos e dinamizadora do capital privado, “a empresa reforçava sua imagem de vanguarda na luta pela emancipação econômica nacional, estreitando os laços com as forças políticas identificadas - por ideologia ou conveniência - com uma política de relativa autonomia nacional” (Carmen Alveal, 1994:77). Além disso, o seu segundo presidente (coronel Arthur Levy), empenhou-se na constituição da Comissão da Indústria Pesada (CINPE), o primeiro órgão estatal voltado para os problemas específicos da indústria de bens de capital.

A primeira refinaria construída pela Petrobrás foi a Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro, com capacidade prevista para 90 mil barris por dia. A REDUC foi inaugurada em 20 de janeiro de 1961, só começando a operar em setembro do mesmo ano. Nesta mesma época, as refinarias de Mataripe (BA) e Cubatão (SP), foram ampliadas para produzirem, respectivamente, mais 37 mil e 55 mil barris diários. Com a consolidação da industrialização do país, nas décadas de 60 e 70, o início da implantação da indústria petroquímica, bem como a intensificação do uso do diesel nas frotas de transportes coletivos e de carga, a Petrobrás buscou e atingiu a auto-suficiência na produção de derivados, através da construção das seguintes novas refinarias: Gabriel Passos (REGAP), em Betim (MG); Alberto Pasqualini (REFAP) em Canoas (RS); Planalto Paulista (REPLAN), em Paulínia (SP), Getúlio Vargas (REPAR), em Araucária (PR) e a REVAP em São José dos Campos (SP). Visando aumentar a produção de gasolina e diesel, tanto qualitativa quanto quantitativamente, a Petrobrás complexificou seu parque de refino, através da implantação de uma unidade de conversão e da compra, em 1974, das refinarias União (hoje RECAP) em Capuava (SP) e Manaus (hoje REMAN) no Amazonas.

A expansão da capacidade de refino ao longo dos anos 60 deveu-se à conjunção de condicionantes externos e internos. A nível externo, o Brasil viu-se favorecido pela baixa dos preços do óleo cru. Já no plano interno, a concessão do monopólio das importações de petróleo e derivados (12/12/63) à Petrobrás, reforçou o poder de negociação do país e da estatal frente às companhias internacionais, permitindo-lhe auferir preços de compra (já em

processo de queda) muito vantajosos. Além de se preocupar com o aumento de sua capacidade de refino, a Petrobrás perseguiu também o objetivo de regionalizar o abastecimento, no momento de decidir a localização de suas reservas. A REGAP, por exemplo deveria voltar-se para os mercados de Minas Gerais, Goiás e Brasília, enquanto a REFAP atenderia o aumento da demanda do sul do país. Atualmente, a Petrobrás possui onze refinarias, avaliadas em aproximadamente US\$ 15 bilhões, com capacidade para processar 1,5 bilhão de barris por dia, a um custo que oscila em torno de US\$ 2,60 por barril de petróleo processado e situa-se no mesmo patamar de suas concorrentes.

Essas refinarias estão integradas através de oleodutos e transportes por navios, de forma a funcionarem como uma única e gigantesca unidade. A refinaria de Minas Gerais, por exemplo, "pode transferir esse derivado para o Rio de Janeiro, usando o oleoduto Rio-Belo Horizonte e a refinaria do Rio de Janeiro pode exportar sua gasolina para o exterior, equilibrando oferta e demanda, desbalanceada em muitos momentos no país, em função da oferta de álcool. As refinarias da Bahia, São Paulo e Rio Grande do Sul podem trabalhar integradas com as grandes centrais petroquímicas locais, entregando naftas, propeños e gás, e recebendo de volta gasolina e GLP" (Petrobrás/Serplan, 1993:9).

Quanto a área comercial, até o surgimento da Petrobrás as atividades de importação e distribuição de derivados eram controladas por subsidiárias das grandes companhias internacionais — Shell, Esso, Atlantic e Texaco. Convém lembrar que a distribuição de derivados ficou fora do monopólio estatal e que a Petrobrás só veio a se estabelecer nessa atividade em 1962, quando a empresa firmou acordo com a Marinha de Guerra para o fornecimento de combustíveis. Em 1963, o CNP autorizou a Petrobrás a efetuar o fornecimento a outros órgãos governamentais, autarquias e sociedades de economia mista. O decreto governamental de 23 de dezembro de 1963 determinou que caberia unicamente a Petrobrás cuidar da importação de derivados.

Visando expandir sua participação nesse mercado, o conselho de administração da empresa aprovou, em meados de 1965, as Diretrizes da Política Comercial de Distribuição, resultando em investimentos nesse novo ramo de operação da Petrobrás. No ano seguinte, a Petrobrás criou seu primeiro posto de serviços, e conseguiu através da BR uma participação

de 5,2% no mercado de distribuição. Quatro anos depois este percentual elevou-se para 14,7%, e em 12 de novembro de 1971 foi criada a Petrobrás Distribuidora-BR para agilizar a distribuição de combustíveis e derivados de Petróleo no país. Na ocasião, a companhia detinha 21% do mercado e a venda de derivados. Hoje, já assumiu a posição de líder com 35%, concorrendo com suas congêneres nacionais e estrangeiras. Após 28 anos de existência, a empresa conta com uma rede de 7250 postos, conseguindo aprimorar cada vez mais a qualidade de seus serviços. Em 1993, destacou-se na linha de automotivos pelo pioneirismo no lançamento do Lubrax SH, o óleo mais avançado do mundo, próprio para motores a gasolina, álcool e gás natural. Outros lubrificantes também foram desenvolvidos para os segmentos de motos, aviação, marítimo e ferroviário. Tais lubrificantes são produzidos na fábrica do município de Duque de Caxias, considerada uma das mais modernas do mundo (Revista da Petrobrás, out/95:9).

É importante dizer, que desde 1992, a BR se voltou para o mercado externo e hoje exporta lubrificantes para a Europa, África e América do Sul, onde pretende instalar rede de postos de serviços. Em 1994, criou o Programa Siga Bem, de economia de óleo diesel e redução de emissão de poluentes atmosféricos, tendo já vistoriado gratuitamente cerca de 10 mil veículos até junho deste ano. Tal programa já reduziu o consumo de diesel por veículo em 15%, e recebeu o Prêmio Top de Marketing 96. No ano passado, a companhia foi o segundo maior faturamento do país com a soma de US\$ 8,2 bilhões, contando ainda atualmente com US\$ 100 milhões para investimentos destinados a melhoria da qualidade de serviços para este ano (Revista da Petrobrás, out/95:16).

4 O DEBATE DOS ANOS 90: O PETRÓLEO NÃO É MAIS NOSSO ?

4.1 O MONOPÓLIO: CUSTOS E BENEFÍCIOS

A Constituição Federal de 1988, no seu Art. 177, incisos I a V, estabelecia o monopólio do petróleo nas seguintes áreas:

I - pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou derivados básicos de petróleo produzidos no país, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

Do ponto de vista estritamente industrial, o monopólio garante níveis de escalas operacionais e de integração da cadeia produtiva e um horizonte de planejamento de longo prazo favoráveis à competitividade do setor. No caso brasileiro, o exercício do monopólio estatal pela Petrobrás ao longo desses anos, permitiu que a empresa obtivesse escala para se envolver em vários negócios petrolíferos, inclusive a pesquisa tecnológica, incentivasse o desenvolvimento de fornecedores nacionais e de serviços, insumo e equipamentos industriais e assumisse a condição de líder no desenvolvimento tecnológico para a exploração em águas profundas. De acordo com a revista americana *Petroleum Intelligence Weekly*, citada pela Revista da Petrobrás (mar/96), ela é a 15ª na lista de melhores e maiores companhias de petróleo do mundo, ao lado da estatal italiana ENI.

Enquanto executou as atividades do monopólio, a Petrobrás gerou um patrimônio em torno dos US\$ 50 bilhões, reservas de petróleo acima dos US\$ 20 bilhões, estoques e derivados de valor superior a US\$ 1,5 bilhão, bem como uma economia de divisas acumuladas acima dos US\$ 180 bilhões a preço de 1992. Mais recentemente, o Balanço Anual da Gazeta Mercantil (out/96) classificou a Petrobrás e a Petrobrás Distribuidora, respectivamente, na 1ª e 2ª posição no ranking das 100 maiores empresas estatais. Seus resultados operacionais viabilizaram o financiamento de 90% dos investimentos da empresa sendo que desde 1974 ela não recebe aportes do governo federal (Petrobrás/Serplan, 11.11.93:10). Entre esse investimentos, vale destacar os realizados para o desenvolvimento da tecnologia de águas profundas acima mencionada. Em 1992, a Petrobrás investiu no seu Centro de Pesquisas (CENPES) a soma de US\$ 106 milhões, que equivaleu a cerca de 0,7% do faturamento líquido da empresa. A Exxon gasta aproximadamente essa proporção e a Shell, que disputa com a Petrobrás a liderança na exploração *off-shore*, em torno de 0,6% (ECIB, 1993:59).

Em que pese esses efeitos positivos, o monopólio criou uma série de dificuldades ao pleno desenvolvimento da Petrobrás, em virtude do seu padrão de relacionamento com o governo. Além de não dispor de autonomia para implementar uma política salarial e empregatícia e de sofrer com as constantes mudanças no seu corpo diretivo, que geralmente ocorria quando o ministro de Minas e Energia era substituído, a empresa era utilizada como instrumento privilegiado de política anti - inflacionária. A manipulação dos preços dos derivados — congelamentos e reajustes abaixo da inflação — comprometia o desempenho operacional da mesma. Da maneira como as coisas funcionavam o monopólio era ruim para o país e para a própria Petrobrás. “Para o país, porque não havia recursos suficientes para investir. E para a Petrobrás, porque sendo monopolista era obrigada a carregar um enorme fardo, na forma de preços controlados, subsídios e regras pouco eficientes para compras” (Antônio Maciel Neto, ex-presidente da Aepet, Exame/21.06.95).

A partir dos anos 90, mais precisamente com o início do Governo Collor, acirra-se o debate sobre a participação do estado na economia brasileira, num contexto internacional onde consolida-se a hegemonia neoliberal contrária a monopólios estatais e defensora do chamado “Estado mínimo”. É neste contexto que a pertinência da manutenção do monopólio e do controle da Petrobrás pelo Estado passam a ser questionados.

Os adeptos da quebra do monopólio e da privatização da Petrobrás, na maioria das vezes, omitiam os benefícios proporcionados pelo monopólio e pela atuação da Petrobrás e centravam seus ataques nos seguintes pontos:

1. A continuidade do monopólio limitaria a internacionalização da empresa. Sua condição de monopolista a obrigaria a focar preferencialmente o mercado interno. 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 (ECIB, 1993);
2. A Petrobrás operaria com padrões de eficiência inaceitáveis em decorrência do monopólio. O custo de produção médio internacional do barril estaria em 3,8 dólares. Algumas companhias teriam custos ainda mais baixos — a Elf com 3,4 dólares e a Chevron 3,2 dólares. A estatal brasileira, por sua vez obteria óleo por 5,6 dólares. Este diferencial seria uma decorrência das despesas correntes somadas ao custo de amortização para equipamentos de extração. O petróleo brasileiro seria intrinsecamente caro, devido à exigência que a empresa arrisque muito dinheiro em pesquisas de exploração em águas profundas e ao fato dela não ter ainda aprendido adequadamente os segredos do fundo do mar. Desde 1974, quando extraiu pela primeira vez óleo da bacia de Campos, “a empresa teve tempo suficiente para completar com madureza a faculdade, o mestrado, o doutorado e até conquistar uma cátedra em tecnologia de extração submarina”. As empresas que exploram petróleo no Alasca, submetidas “a preceitos draconianos para não macular a tundra e os bancos de gelo e pagando royalties generosos aos nativos conseguem exibir custos dentro da média”. A quebra do monopólio e um prazo generoso para a empresa alcançar a média geral de custos de extração funcionaria como indutor de uma solução definitiva. “A turma da corporação” não teria argumentos para recusar a empreita. Se em cinco anos ela não alcançasse a média da turma, um remédio drástico deveria ser aplicado: a privatização (Mário de Almeida, Exame/13.03.96);
3. Em comparação com a média do trabalhador comum, o empregado da Petrobrás seria um privilegiado. Uma auditoria feita em 1994 pela Secretaria de Administração do

governo federal, baseada em dados da própria empresa e da consultoria Ernst & Young, teria mostrado que o salário médio dos petroleiros, de 860,65 dólares chega a 1824,67 dólares quando incluídos todos os benefícios pagos pela empresa. A auditoria oficial teria listado 24 vantagens oferecidas aos petroleiros. Entre elas, estariam o adicional de periculosidade pago aos 5550 funcionários que trabalham na sede da empresa, no centro do Rio de Janeiro, participação mensal nos lucros, gratificação de 100% a título de férias e adicional por tempo de serviço (Exame/ 21.06.95).

Os defensores da manutenção do monopólio e da permanência da Petrobrás nas mãos do Estado contra-atacavam, usando os seguintes argumentos, em adição aos já apresentados:

1. A Petrobrás produziria a um custo 20% menor que as empresas estrangeiras em condições de produção similares. O custo de todos os empregados representaria apenas 0,027 dólar por litro de derivados. O adicional de periculosidade de 30%, estendido em 1962 aos funcionários da administração, impôs em troca a possibilidade dos mesmos serem remanejados para qualquer região do país, adicional esse que representaria apenas 0,63% da folha (Exame/9.11.94);
2. Em 40 anos de existência a Petrobrás teria investido US\$ 80 bilhões no Brasil. Já as 6311 multinacionais que atuam ou atuaram aqui em todos os setores, investiram US\$72,5 bilhões desde 1900. Além disso, a empresa está investindo entre US\$ 2 a 2,5 bilhões ao ano para o país chegar a auto-suficiência no ano 2000 (Exame/9.11.94);
3. No que diz respeito ao complicado padrão de relacionamento da Petrobrás com o governo, sua melhoria não exigiria, necessariamente o rompimento do monopólio e/ou a privatização da empresa. A solução viria através da assinatura do contrato de gestão, fato ocorrido em janeiro de 1994. É um tipo de contrato originário da experiência francesa, que permite 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 de metas produtivas e outros objetivos, como produtividade, preços, salários etc. Entre as companhias estatais francesas geridas por esse sistema, estão algumas bem conhecidas como a *Air France*, a *Renault* e a

Rhone-Poulenc (Rhodia). No Brasil, a Petrobrás foi a segunda empresa estatal a assinar esse contrato (a primeira foi a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD) com o Ministério de Minas e Energia. Pela natureza e complexidade das suas atividades, o contrato levou mais tempo para ser firmado, principalmente na parte relativa ao desempenho econômico - financeiro, fortemente influenciado pelos preços dos produtos da empresa, que são administrados pelo governo federal. Após os primeiros dezoito meses de vigência, a Petrobrás obteve as médias globais 9,1 e 9,3 atribuídas pelo Comitê de Avaliação do Conselho de Coordenação das Empresas Estatais, médias essas que significam um bom desempenho gerencial e econômico-financeiro. Este resultado deveu-se ao custo de refino ter ficado 9% abaixo do valor fixado no contrato de gestão negociado com o governo. No documento, o custo do barril foi fixado em US\$ 2,29 e a Petrobrás conseguiu baixá-lo para US\$ 2,09. Segundo a empresa norte-americana de consultoria *Wright Killer*, nos EUA tal custo situava-se em torno de US\$2,66, em setembro de 1995 (Revista da Petrobrás, out/95:23). Persistem ainda importantes pendências nesse contrato, como a fixação de preços e o pagamento das dívidas do Estado e de diversas de suas empresas com a Petrobrás (Tabela 4.1). É bom destacar que o contrato com a CVRD prevê liberdade de fixação de preço pela empresa, liberdade essa não estendida para a Petrobrás.

Tabela 4.1
DÍVIDAS DO GOVERNO COM A PETROBRÁS
 US\$ MILHÕES

Data	28/02/9	31/12/9	31/12/9	31/12/9	31/12/9	31/12/9	31/12/95
	0	0	1	2	3	4	
Crédito	1.229	1.840	2.955	4.126	3.763	5.366	5.366
DNC*	739	1.218	2.194	3.245	2.866	4.063	4.157
Petróleo	372	856	1.688	2.490	2.621	2.904	2.935
Álcool	370	313	479	743	700	1.484	1.705
FUP	(3)	149	27	12	(455)	(325)	(483)
Empresas							
do	490	631	761	881	897	1.303	1.209
governo							
Débitos	(701)	(437)	(408)	(401)	(392)	(646)	0
Total	528	1.412	2.547	3.325	3.371	4.720	5.366

Fonte: Jornal da Anibep/out-95

*DNC (Departamento Nacional de Combustíveis) engloba Petróleo, Álcool e FUP (Frete de Uniformização de preços).

Ao final desse debate, na realidade uma autêntica guerra de informações e contra-informações, e como resultado de intensas negociações políticas opta-se por uma solução intermediária, entre a manutenção e a eliminação total do monopólio, que será examinada a seguir.

4.2 A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO

Flexibilização foi o termo cunhado para expressar a manutenção do monopólio pela União, com alterações que permitem a exploração de óleo e a importação de derivados por empresas do setor privado nacional e estrangeiro. A emenda constitucional n.º 9 de 9 de novembro de 1995 retirou da Petrobrás a exclusividade da pesquisa, refino e transporte, sendo que na negociação política para sua aprovação, o Governo Fernando Henrique se comprometeu a não privatizar a Petrobrás, embora já exista um estudo com esse objetivo no BNDES (Folha de São Paulo, 18/08/96). Além disso, garante que as áreas de produção em que a Petrobrás já tiver se estabelecido ficarão reservadas a estatal, assim como, ela terá preferência nas futuras licitações para a concessão de pesquisa e lavra, no caso de empate entre as propostas da estatal e de outra empresa.

A expectativa criada com essa flexibilização é de um aumento, nos próximos anos, dos investimentos no setor, principalmente na área de exploração e produção. A perspectiva de crescimento da economia da ordem de 4% a 5% ao ano, projetaria uma demanda de 2,3 milhões de barris diários, no ano 2005, requerendo pois, investimentos anuais calculados em US\$ 4,5 bilhões, bem mais que os US\$ 2,7 bilhões, em média, que a Petrobrás investiu nos últimos dez anos (Gazeta Mercantil, 24/06/96; Exame/ 21/06/95).

Além disso, existiriam 271 projetos engavetados por falta de recursos, com possibilidades de retorno no curto prazo, que poderiam ser desenvolvidos em esquemas de parceria entre a Petrobrás e outras empresas. Esta é uma expectativa que efetivamente vem se confirmando, por ser um procedimento na área internacional, que a empresa já adotava através da sua subsidiária, a Braspetro. Tal subsidiária atua na indústria internacional do petróleo a mais de

20 anos e acumulou significativos resultados operacionais, dentre os quais se destacam as descobertas dos campos gigantes de *Majnoon* e *Nahr Umr* no Iraque. Pouco a pouco, foi ampliando sua capacidade tecnológica e gerencial ao se expor à concorrência internacional e às mais diversas modalidades contratuais praticadas nos diferentes países. Segundo o atual diretor da Braspetro, Renato Tadeu Bertani, a Petrobrás opera em sete países e desenvolve trabalho de exploração, perfuração e produção nos EUA, Inglaterra, Equador, Argentina, Colômbia, Angola e Líbia, competindo com poderosas multinacionais. Em 1994, ela faturou US\$ 100 milhões (Revista Isto É, 14/06/96). Em 1995, sua produção média alcançou 35 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/dia) e em junho de 1996 já estava no patamar de 42 mil boe/dia, com a perspectiva de atingir no final desse mesmo ano, 50 mil boe/dia (Revista da Petrobrás, junho/1996). Além de se fazer presente no segmento exploração e produção, a Braspetro, atua também no segmento prestação de serviços de perfuração e de engenharia de projetos de petróleo através de sua subsidiária Brasoil. Vale destacar, que a Braspetro opera sem aportes da Petrobrás, garantindo sua própria sustentação financeira. Este desempenho, tem sido uma valiosa contribuição para o Sistema Petrobrás, em termos de preparação da empresa para enfrentar os desafios postos pela flexibilização, dado que a internacionalização é sempre apontada como um caminho natural de uma empresa competitiva.

Essa internacionalização tende a se consolidar cada vez mais, principalmente no Mercosul. Acordos como os celebrados entre o Brasil e a Bolívia, para a construção do 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. Este ano, a Petrobrás venceu uma licitação internacional para fornecer 8 milhões de litros de MTBE para a Argentina. O produto será utilizado pela Shell como aditivo na gasolina, para melhorar suas características (Revista da Petrobrás, jun/96:28). Recentemente, os governos venezuelano e brasileiro anunciaram o interesse de criar no futuro a binacional Petroamérica, que seria a maior empresa do mundo do setor e resultaria da união da Petrobrás com a Petroleos de Venezuela (PDVSA), segunda no ranking mundial. Um primeiro passo da Petroamérica seria a exploração de campos *off-shore* na região próxima à ilha de Tortuga, na costa venezuelana. A possibilidade dessa associação vem sendo considerada perfeita porque uniria a tecnologia de exploração *off-shore* da Petrobrás com a tecnologia de refino

da PDVSA. A Venezuela em 1995 foi considerado o 2º supridor do Brasil , atrás apenas da Arábia Saudita . A Petrobrás e a YPF argentina, também já anunciaram que vão criar uma empresa responsável para a implantação do projeto de processamento de gás natural, parceria essa que recebeu o nome de Projeto Mega.

Tem-se assim, que a expectativa de uma maior internacionalização da Petrobrás e o desenvolvimento de esquemas de parceria empresarial ganham chances de potencialização com a flexibilização, ainda que, como destacado, atividades ligadas à internacionalização já viessem sendo executadas pela Braspetro.

No que tange à expectativa de incremento dos investimentos privados no setor petrolífero nacional, requer-se mais cautela. Não se deve esperar significativos investimentos no curto prazo, ao longo de toda a cadeia petrolífera, devido à infância da estabilização brasileira e ao fato das empresas privadas terem que competir com a Petrobrás já estabelecida em toda essa cadeia, o que garantiria para alguns a manutenção de um monopólio de fato, e não de direito, à estatal brasileira. Provavelmente, as empresas privadas buscarão concentrar seus investimentos em determinados segmentos do mercado de petróleo.

A curto prazo não se deve esperar que nenhuma outra empresa venha a construir novas refinarias, já que a capacidade de refino existente é suficiente para a dimensão atual do mercado consumidor. Uma nova unidade só tem viabilidade econômica com uma escala de pelo menos 100 mil barris diários de petróleo, o que exigiria investimentos de aproximadamente US\$ 1 bilhão. Nenhuma das empresas de petróleo instaladas no país tem regionalmente rede de postos suficientes para absorver essa oferta. Ou seja, se a Shell viesse a montar uma refinaria, teria que vender derivados para a Esso, Texaco ou Ipiranga e vice-versa. Todas elas são concorrentes na distribuição e dificilmente se juntariam numa empreitada desse porte. Portanto, a Petrobrás deverá continuar como denominador comum no setor, dado seu peso no segmento de refino, atraindo parcerias com empresas e projetos de construção de novas refinarias. Essa seria a alternativa mais viável para quem quiser investir em refino no Brasil. Tal alternativa é vista como a solução para a desejada refinaria do Nordeste, cuja localização é disputada por vários estados.

É provável que com a flexibilização, as distribuidoras, em sua maioria filiais de multinacionais, tentem captar fatias crescentes do mercado interno, abastecendo-se em suas refinarias no exterior. O Brasil consome US\$ 20 bilhões de dólares em petróleo e seus derivados por ano. É o 12º consumidor mundial ao lado da Índia. É previsto para este ano uma demanda interna de combustíveis em torno de 1,52 milhão de barris por dia. Um crescimento de 7% em comparação com 1,45 milhão de barris diário registrados no ano passado. Para fazer frente a esse mercado, o país terá de importar diariamente 512 mil barris de petróleo e 250 mil barris de derivados (Gazeta Mercantil, 9.07.96).

Este mercado consumidor é o que no momento atrai. O preço do petróleo está em queda e com perspectiva de que caia ainda mais. Além disso, segundo declarações do ex-presidente da Shell do Brasil e consultor da área, Omar Carneiro da Cunha, existem muitas opções de investimento na exploração de petróleo no mundo e o Brasil é mais uma, não o paraíso (Revista Veja, 14.06.95). Em suma, o que parece mais proveitoso para as multinacionais é valer-se da abertura para importar seus produtos. O resultado, inevitável, será a desverticalização parcial da indústria nacional. Neste contexto, um problema adicional diz respeito à possibilidade de ocorrência de *dumping* de derivados praticados pelas empresas internacionais, devido à elevada capacidade ociosa existente no mercado mundial. Essa possibilidade agravaria o risco de desverticalização. Tal possibilidade se contraporá a principal característica estrutural do setor que é a integração vertical, fator crucial para a competitividade dessa indústria. É através da verticalização integrada que a empresa dilui os riscos inerentes ao setor, busca manter sua rentabilidade global ao longo de toda a cadeia e controla os fluxos de produção e reservas.

Um temor de longo prazo usualmente expresso pelos que analisam os impactos da flexibilização no país, associa-se ao desabastecimento do mercado interno de derivados, particularmente naquelas regiões onde o custo de distribuição é alto. Esses riscos podem ser bastantes minimizados por um adequado papel regulatório a ser exercido pelo Estado, papel esse a ser analisado mais adiante.

Concluindo esta seção, convém alertar que as considerações feitas até então — no que diz respeito à pouca possibilidade no curto prazo, de significativos investimentos ao longo de

toda a cadeia petrolífera, especialmente no segmento exploração e produção — podem ser alteradas, em virtude do petróleo, pelas razões geopolíticas já analisadas, ser uma *commodity* estratégica.

As atuais reservas brasileiras em águas profundas — principal ativo da indústria do petróleo — são superiores a 2,5 bilhões de barris. A Bacia de Campos, por exemplo, conforme dados da Revista Conjuntura Econômica (out/1993), responde por 65% da produção de petróleo nacional. Recentemente, a Petrobrás anunciou descobertas de petróleo em dois novos poços nessa Bacia que devem acrescentar de 400 milhões a 600 milhões de barris de óleo às reservas totais existentes, estimadas em 11 bilhões de barris (Gazeta Mercantil, 1º/11/96). Uma mudança no atual cenário de excesso da oferta e baixos preços e/ou uma ainda maior instabilidade política no Oriente Médio, pode fazer com que as grandes empresas petrolíferas dos principais países consumidores se interessem em explorar as reservas brasileiras:

Como visto, as reservas na Bacia de Campos são de grande volume, mas requerem investimentos de porte. A Petrobrás já fez pesquisas em 29 pontos do território nacional e explora oito bacias sedimentares, de onde extrai 56% do petróleo consumido diariamente no País (1,4 milhão de barris). Há outras 21 bacias sedimentares no Brasil que podem ou não apresentar indícios de reservas de hidrocarbonetos (petróleo e gás) (Gazeta Mercantil, 29/08/96). A efetiva desse potencial interesse por parte das empresas estrangeiras, combinada com o desejo da Petrobrás de elevar a participação da produção local para 65% da demanda até o final de 1997 e para 75% até 1998, pode propiciar associações que suportem os investimentos necessários para que tal meta seja atingida.

4.3 PRIVATIZAÇÃO DA PETROBRÁS

Para muitos que discutem o futuro da indústria petrolífera brasileira, os motivos subjacentes à proposta de privatização da Petrobrás, seriam muito mais de natureza política-ideológica do que estritamente econômicos, ainda que pudesse permitir o abatimento da dívida pública.

Alguns acrescentam a esses motivos a descrença expressa por certos privatistas de se colocar a Petrobrás algum dia sob efetivo controle do Executivo. Vale salientar que a privatização não significa a saída total do Estado do setor. Ele pode guardar uma participação minoritária que lhe permita controlar as grandes decisões da empresa. Isso seria obtido através de uma *golden share*, a exemplo do que foi feito com a BP inglesa, cuja privatização, diga-se de passagem, foi precedida de estudos detalhados e debates exaustivos no parlamento, bem como de uma montagem prévia de poderes regulatórios abrangentes. Feito isto, o comprador da Petrobrás, vendida em bloco ou em partes, pagaria uma espécie de pedágio por um barril extraído, “garantindo assim ao tesouro uma renda que poderia rapidamente chegar a um par de bilhão de dólares ao ano. Dessa maneira, os brasileiros teriam benefícios integrais por quantos barris fossem arrancados do subsolo do Atlântico, coisa que não ocorre desde que a lei 2001 foi promulgada em 1953”(Mário de Almeida, Exame/ 17/01/96).

Como já mencionado, essa proposta de privatização, pelo menos por enquanto, está descartada, apesar de já existir estudos a esse respeito no BNDES. Antes, contudo, do Governo FHC tomar tal decisão, chegou-se a discutir a forma mais adequada de privatizar a Petrobrás. O grande problema de uma privatização em bloco seria o montante de recursos envolvidos. Caso se desejasse a preservação do controle majoritário da empresa nas mãos do capital nacional, não era lícito esperar que grupos nacionais tivessem capacidade de mobilizar esses recursos.

Restaria assim, a privatização em partes dos ativos produtivos da empresa. Essa proposta de desmembramento era também apontada como solução para que várias empresas pudessem competir no setor. As atividades de exploração e produção, refino e transporte atuariam autonomamente, estabelecendo-se preços de mercado em cada um dos segmentos. Adicionalmente, o desmembramento permitiria controles mais efetivos sobre as diversas empresas que entrassem no negócio.

O grande problema dessa proposta seria o seu 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 da sua rentabilidade, na medida que 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” (ECIB, 1993: 18).

4.4 A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR PÓS FLEXIBILIZAÇÃO

Flexibilizado o setor, o problema que se coloca atualmente, é o da sua regulamentação. Este ano, vários projetos de lei foram enviados para a apreciação do Congresso Nacional propondo a extinção do DNC e a criação de uma nova agência reguladora. Com a flexibilização, o Estado terá de exercer efetivamente o papel de agente regulador. Até o presente, como Estado e indústria se articulavam via monopólio, a empresa estatal desempenhou as funções produtivas e reguladoras no setor. Sem o monopólio, o novo órgão a ser criado terá de assumir a regulação e o planejamento. Em meados deste ano, o governo enviou ao Congresso o projeto de criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que disporia de amplos recursos financeiros e independência tanto em relação ao governo quanto em relação ao concessionário. Entre os vários pontos constantes nesse projeto, pode-se destacar:

1. a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que exercerá em nome da União a gestão do monopólio do petróleo e as funções de poder concedente, regulador e de fiscalizador das atividades setoriais, com atuação descentralizada;
2. a criação do Conselho Nacional de Política do Petróleo, órgão de assessoramento direto ao ministro de Minas e Energia nas questões relacionadas à indústria do petróleo;
3. sobre a exploração, o projeto estabelece a reversão automática à União de todos os direitos relativos às bacias e áreas nas quais não exista, na data de vigência da nova lei, produção de petróleo ou gás natural. Nos blocos em que já se tenha definido prospecto,

- assegura-se o prosseguimento dos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos;
4. para novas áreas de atuação, a ANP definirá os blocos a serem objeto de licitação e contratos de concessão para fins de exploração, desenvolvimento e produção por estatais e empresas privadas;
 5. quanto às atividades de refino e processamento de gás natural, o projeto assegura à Petrobrás, e demais empresas autorizadas, o direito de operar as refinarias e unidades de sua propriedade existentes na data de publicação da lei de regulamentação, bem como a prerrogativa de negociar os seus direitos ou de associar-se a outras empresas;
 6. o Plano Nacional de Refino a ser elaborado pela ANP, estabelecerá as condições em que empresas constituídas sob leis brasileiras, possam submeter proposta para construção e operação de novas refinarias e de unidades de processamento de gás;
 7. as operações de importação e exportação de petróleo e seus derivados básicos, gás natural e condensado, feitas por empresas sob legislação brasileira, poderão ser realizadas em condições específicas e mediante autorização do órgão regulador (Gazeta Mercantil, 24/06/96).

Esse projeto governamental tem sofrido críticas de vários setores. O deputado Procópio de Lima Netto (PFL/RJ), relator da emenda constitucional que pôs fim ao monopólio da Petrobrás, em artigo publicado na Gazeta Mercantil (22/11/96) afirma que as regras de regulamentação propostas pelo governo gera algumas dúvidas e incertezas, tanto pela falta de definição de algumas regras claras e estáveis, quanto por dar tratamento diferenciado à empresa estatal, favorecida em relação aos concorrentes.

Assim sendo, a intenção do governo, ao propor a abertura das atividades de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, de incrementar o investimento nessas atividades, em bilhões de dólares, seja por parcerias — com ou sem a companhia estatal —, seja individualmente por empresa, seria sepultada. Em consequência, o país estaria perdendo a oportunidade de deixar de ser importador de petróleo, gás natural e seus derivados.

Os aspectos por ele criticados são os seguintes:

1. "No caso dos prospectos (áreas onde talvez exista petróleo), a mera definição destes pela companhia estatal não deveria dar à mesma o direito a prosseguir nos trabalhos de exploração, reduzindo-se consideravelmente o conjunto das áreas disponíveis para imediata exploração por outras empresas. Seria indispensável estabelecer um critério que tomasse por base a existência de investimentos relevantes realizados em cada área geográfica. A restrição provocada pelo bloqueio de muitas áreas afastará empresas que, por sua opção geológica, somente se interessariam pela exploração em áreas com características determinadas — afinal, cada companhia do mundo tem sua própria escola geológica e o que é verdade para uma não o é para outra;
2. Quanto aos blocos, entendemos inexistir razão plausível para que a identificação dos mesmos não seja feita por qualquer empresa, que apenas solicitaria à ANP que a colocasse em licitação, desde que os critérios técnicos estipulados tivessem sido atendidos. Isto também se aplica à necessidade de escolha de áreas (blocos) pela companhia investidora. Em razão das diferenças de opinião entre as diversas escolas geológicas em cada empresa, não devemos repetir a experiência dos malfadados contratos de risco, quando a estatal do petróleo determinou áreas específicas. Algumas empresas vieram para atender a reclamos dos seus executivos no País, outras para conhecer e comparar dados geológicos, poucas com esperança de descobertas. Muitas desistiram daqueles contratos. O saldo, claro, só poderia ser nulo;
3. No que diz respeito à cessão de direitos, o projeto governamental confere à ANP o poder de aprovar ou não cessões e associações, o que se afigura como uma interferência desnecessária na atividade econômica das empresas. Bastaria apenas o registro dessas cessões ou associações, com prévia comunicação à Agência, que negaria a autorização unicamente nos casos em que não tivessem sido cumpridos requisitos técnicos e financeiros normais;

4. O artigo referente à preferência para a Petrobrás nas licitações empatadas precisa ser suprimido de imediato. Além de inconstitucional ele é inócuo;
5. Para que cheguem capitais externos na escala pretendida, é indispensável prever arbitragem internacional nos contratos de cessão. O julgamento de questões que envolvem grandes somas em dinheiro sempre se dá fora das áreas geográficas das empresas ou dos países interessados nos resultados. Sem o cumprimento dessa exigência, normal em contratos de tal magnitude, poucos se arriscarão a fazer investimentos no Brasil;
6. O prazo inicial dos contratos de concessão precisa ser não só maior do que o previsto no projeto de regulamentação — três anos, com prorrogação de dois anos — , como ajustado de um conformidade com as características de cada bloco. Cinco anos são insuficientes para que investimento em exploração frutifique, daí esses prazos normalmente cobrirem períodos de seis a dez anos, acontecendo a sua renovação a pedido da parte interessada, com base em justificativa técnico econômica” (Procópio de Lima Netto/ Gazeta mercantil, 22/11/96) .

Aprovado o projeto sem tais alterações, o deputado acredita que pouco restará para os investidores se interessarem, e o resultado global vai ser bem menor do que os bilhões de dólares esperados.

São grandes, pois, as dificuldades inerentes à estruturação de um órgão técnico-regulador eficiente e elas podem representar fator de risco para o setor. Uma área complexa, não contemplada na crítica do deputado Procópio Lima Netto refere-se à fiscalização dos preços. Caso o governo deseje manter a equalização de preços em todo território nacional, ele precisará montar esse aparato fiscalizador. Por isso, vários debates têm sido realizados a respeito da regulamentação do setor. Alguns acham que o projeto do governo é paternalista e que não está coerente com o discurso da liberalização, pois dá certas regalias à Petrobrás, dentre as quais está o dispositivo que atribui a ANP o controle sobre um plano de abastecimento, o que inclui deliberações sobre as importações de derivados e gás natural. Para alguns analistas do setor privado se o futuro órgão regulador não for isento o

suficiente, o controle sobre as importações de derivados deverá favorecer a Petrobrás, que continuará por algum tempo como único fornecedor do mercado. Eles acham ainda que a utilização da infra-estrutura de dutos existentes, para o transporte de combustíveis, significa também um diferencial a mais para a Petrobrás. Hoje, essa distribuição de derivados proporciona um faturamento anual superior a US\$ 25 bilhões (Balanço Anual da Gazeta Mercantil, out/96:40).

Recente seminário realizado em março deste ano, no Rio de Janeiro pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) e pela Fundação Getúlio Vargas, reuniu especialistas que fizeram diversas recomendações, destacando que “a nova legislação do setor deve se orientar no sentido da estabilidade, flexibilidade e simplicidade de regras; da convergência de preços, tributação e procedimentos gerais para com os que vigoram no mercado externo; e da autonomia decisória operacional e financeira do órgão regulador, dentro de regras claramente definidas em lei; e da conveniência do estabelecimento de regras para o período de transição que compatibilizem os objetivos de longo prazo do setor de petróleo com as políticas e ações governamentais de curto prazo” (Conjuntura Econômica, mai/96 : 42)

Nesse seminário concluiu-se que o segmento exploração e produção apresenta elevado potencial de desenvolvimento e atratividade. Contudo, para garantir o ingresso de investimentos, os empresários presentes destacaram os seguintes fatores motivadores:

- estabilidade política e financeira do país;
- regras estáveis e regulação simples e bem definida;
- igualdade de oportunidades entre empresas nacionais e estrangeiras;
- liberdade de gerenciamento, resguardados os aspectos relativos ao abastecimento interno;
- acesso competitivo à rede de distribuição;

- condições tributárias e de remessas de lucros ao exterior competitivas com os demais países.

Nesse mesmo seminário, chegou-se a um consenso quanto à necessidade de um período de transição para que se estabeleça a situação de livre competição, tendo em vista que a situação de monopólio concentrou todas as iniciativas do setor nas mãos da Petrobrás. Para tanto, recomenda-se a abertura da importação de derivados e o acesso igualitário às refinarias pelas distribuidoras e outros interessados, a fim de assegurar condições equilibradas de competição, assim como, o livre acesso à infra-estrutura existente, como dutos e instalações portuárias, de acordo com normas e taxas praticadas internacionalmente. Propõe-se ainda que nesse período de transição, seja estabelecido uma progressiva desqualização de preços, com a extinção gradativa dos ressarcimentos de fretes e subsídios. Com relação ao abastecimento das áreas mais remotas, este seria garantido por mecanismos de ordem fiscal e tributária, sendo sua execução acompanhada pelo futuro órgão regulador.

Foi sugerido também que o futuro órgão regulador:

- impeça a atuação isolada ou em conjunto de empresas de grande porte, tendo em vista o fato da indústria do petróleo ser controlada por gigantescos oligopólios privados e grandes monopólios estatais. O novo órgão tem que ter a incumbência de promover a competição;
- propicie um ambiente favorável às inversões produtivas por parte das empresas que já estão instaladas no país e daquelas, nacionais ou estrangeiras, que se interessarem em aqui se estabelecer;
- garanta o respeito aos direitos do consumidor, que se manifesta por meios de políticas de preços máximos, se forem detectados abusos, e da fiscalização permanente da qualidade dos bens e serviços ofertados;

- garanta o abastecimento de petróleo e derivados a custos mínimos para a sociedade; e
- atente para a preservação dos recursos energéticos não - renováveis, bem como a utilização de tecnologias de produção ecologicamente seguras” (Conjuntura Econômica, mai/96:44).

Por fim, o seminário aponta que o novo órgão deve ter autonomia administrativa, operacional e financeira. Seus dirigentes e/ou conselheiros devem ser recrutados entre pessoas desvinculadas de interesse políticos - partidários, corporativos e regionais, com mandato fixo e só demíssiveis por falta funcional grave e seus funcionários devem ser altamente capacitados e receber remunerações adequadas. A preocupação em garantir o princípio de independência decisória do órgão é tão grande, que alguns defendem a adoção de uma “quarentena”, antes e depois ao período de gestão dos dirigentes da ANP. Eles deveriam se descompatibilizar de empresas privadas da área pelo menos seis meses antes de assumir suas funções na ANP e até um ano depois de deixá-la. Ficariam impossibilitados de trabalhar em segmentos privados do setor. Deste modo, a ANP estaria o mais livre possível de pressões políticas. A estabilidade de regras também é de suma importância, ou seja, não pode existir mudanças freqüentes na regulamentação, pois isto aumentaria o componente de risco das decisões empresariais, tendo em vista que a indústria do petróleo apresenta elevados riscos, principalmente no segmento exploração, e longo período de maturação.

As preocupações referentes a estruturação e competência do novo órgão, têm suas raízes na inexistência de tradição da administração pública brasileira em matéria de regulação, evidenciada pela incapacidade de implementação de tais políticas pelo antigo CNP e pelo DNC. Neste sentido, seria importante que existisse uma estratégia de cooperação entre a Petrobrás, até então responsável por tais funções, e o novo órgão regulador, algo não contemplado nem pelo projeto do governo nem pelas recomendações do IBP e da FGV. Tal estratégia choca-se com a visão de parlamentares liberais para os quais, o Congresso deve reduzir ao máximo a influência da estatal no projeto, principalmente no que diz respeito à ANP. Quanto ao fato do Estado se dispor a liberar uma considerável soma de recursos financeiros para a criação desse órgão, o que entra em desacordo com a situação de déficit

fiscal e de escassez de recursos para a área social com que se defronta o atual governo, nenhuma objeção é feita por esses arautos do liberalismo.

As regras balizadoras do contrato de concessões para exploração e produção a ser adotado no Brasil deve extrair lições da legislação internacional, que apoia-se fundamentalmente em dois modelos: os de licença de produção e os de partilha. Os de licença são, geralmente adotados nos países desenvolvidos como EUA, Inglaterra, Noruega, Canadá e Austrália. Neste sistema a companhia ou consórcio recebe o direito de explorar uma área e em caso de descoberta, passa a produzir e comercializar o óleo. O concessionário assume todos os riscos e recebe toda a receita proveniente das vendas e preocupa-se em evitar a exploração predatória dos recursos petrolíferos. O Estado, dono da concessão é remunerado na forma de royalties, IR e outras taxas. Esses países, geralmente não possuem estatais de petróleo, mas, quando possuem, ela participa como sócia dos projetos, deixando a regulação para o Estado. No sistema de partilha, adotado, geralmente por países pouco desenvolvidos, Angola, Líbia, China, Filipinas, Egito e Colômbia, o Estado geralmente não participa da produção, mas recebe parte da receita bruta advinda da venda do petróleo. Na definição das áreas, havendo mais de um interessado pode-se promover leilões, no qual a empresa concessionária a ser selecionada seria aquela que oferecesse uma porcentagem maior ao governo sobre o óleo produzido.

Quanto aos direitos da Petrobrás no que se refere à exploração, o projeto de regulamentação do setor petrolífero brasileiro não se preocupa, segundo Guimarães & Outros (1996: 9940), com uma clara preservação dos mesmos, posição, portanto, contrária à do deputado Procópio de Lima Netto. De acordo com esse autores, tal projeto, garante à estatal os trabalhos de exploração naqueles blocos em que a empresa já tenha definido a existência de estruturas geológicas no prazo de 6 meses a partir da promulgação da nova lei. Acontece porém, que o projeto não explica “o que são esse blocos, o que é um campo devidamente reconhecido e definido e que critérios serão utilizados para balizar a comprovação da existência da estrutura geológica no referido bloco”. É importante observar que, “os campos petrolíferos podem ser divididos em blocos, segundo diversos critérios, e a definição da estrutura geológica através de estudos geológicos indica apenas a possibilidade de existência de um campo petrolífero numa determinada região. Para se

comprovar a existência do reservatório, são necessários trabalhos de sondagens com realização de perfuração de poços e ensaios de produção, o que exigiria um tempo muito superior aos seis meses determinados pelo projeto do governo”.

Para o refino, as preocupações dos autores são ainda maiores. Pelo projeto, a instalação de novas refinarias estará submetida às necessidades do Plano Nacional de Refino que, por sua vez vincula-se ao Plano de Abastecimento. É através deste último, que se pode obter a estimativa da demanda dos diversos derivados em todas as regiões do país. A partir dessa estimativa é que se pode ter também informações diárias das refinarias, da produção doméstica, dos preços do cru e dos derivados no mercado internacional, da decisão de como alocar a produção nacional e do quanto importar de petróleo e derivados, de forma a abastecer todas as regiões ao menor custo para o país. Com tais informações é que vai se verificar a necessidade de ampliação de capacidade ou instalação de novas refinarias .

Até o momento este planejamento tem sido tarefa da Petrobrás. Entretanto, o projeto do governo atribui tal responsabilidade para o futuro órgão regulador. Acredita-se que pela complexidade deste trabalho, o novo órgão necessite de 4 a 6 anos para se considerar apto a assumir tal tarefa. A abertura deste segmento ao capital privado, exige que esse novo órgão seja competente o bastante para coordenar e fiscalizar este segmento, sob pena de por em risco o abastecimento em todo território nacional. Esta preocupação decorre da probabilidade dos investimentos privados se concentrarem em regiões mais lucrativas como o Sul e o Sudeste, e na produção de derivados de maior valor agregado. É neste sentido que muitos colocam a necessidade de um período de transição para adaptação do sistema de refino a um mercado aberto à participação de qualquer empresa. Durante este tempo, a instalação de novas unidades de refino e de processamento de gás natural, seria efetuada por meio de *joint ventures* com a empresa estatal. A mesma preocupação existe com relação a abertura da atividade de importação e exportação ao capital privado. A regulamentação desta atividade exige uma atuação muito precisa e adequada das autoridades governamentais, pois existe a possibilidade de ocorrência de *dumping* de derivados pelas empresas internacionais, em função da elevada capacidade ociosa existente no mercado mundial, como já foi aludido anteriormente. Caso isso ocorresse, a indústria do petróleo no Brasil correria o risco de desverticalização.

Em suma, recomenda-se, portanto, que a regulamentação do setor petróleo brasileiro contemple constantes avaliações, pois, a capacidade do Estado em assumir funções reguladoras, fiscalizadoras e ordenadoras neste segmento industrial é de suma importância. Dada a ausência de tradição do Estado em estruturar um órgão regulador competente, é preciso que se atente à preservação da estrutura verticalmente integrada da Petrobrás, condição essencial à sua inserção competitiva no mercado internacional.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente discutiu-se nesta monografia, a importância da indústria do petróleo no mundo e se questionou a afirmação da necessidade da empresa petrolífera ser grande para operar eficientemente neste setor. Quanto a esse aspecto, nenhuma dúvida. Para ser competitiva a empresa tem que dominar todo o processo e ser grande e forte, para dispor do capital requerido para os investimentos de risco na exploração e a pesquisa tecnológica. Constatou-se também que no mundo, há pouco mais de um século, depois da descoberta do petróleo de forma comercial nos EUA, as diversas companhias se desenvolveram de forma cada vez mais integrada no setor da exploração/perfuração/produção e mais tarde na indústria petroquímica, de fertilizantes e, no refino/distribuição, segmento este altamente importante e dos mais lucrativos em toda a cadeia. Esta integração, só também, as grandes corporações, estatais ou privadas, conseguem satisfazer. Vale sublinhar, que em toda a história da indústria mundial do petróleo, jamais prevaleceu o sistema concorrencial e o papel do Estado foi sempre significativo para o surgimento das grandes. Mesmo nos EUA, não se pode explorar petróleo como se planta soja, pois há uma forte presença do Estado na regulação das atividades do setor.

Com relação ao futuro dessa indústria, essa monografia defende a posição de que o petróleo é uma *commodity* estratégica devido ao seu peso na matriz energética mundial e as disputas geopolíticas que o envolve, principalmente, em relação às reservas. O Oriente Médio, maior fonte dessas reservas, é, não por acaso, uma das regiões mais conflituosas do mundo. O mercado mundial de petróleo vem gozando, nos últimos dez anos, de uma certa estabilidade de preços. A questão que deve sempre ser levantada quando se discute essa indústria, é a seguinte: quanto tempo tal mercado permanecerá estável? Alguns apontam para o crescimento do poder da OPEP daqui para frente, com base nas suas abundantes reservas. A estratégia das multinacionais dos principais países consumidores, que não dispõem de reservas abundantes, por sua vez, tem sido de procurar fazer parcerias com as estatais dos países produtores. Longe de se ter um mercado competitivo, assiste-se a um movimento de reconcentração e reintegração. É, pois, nesse contexto que se deve pensar o futuro da

indústria petrolífera brasileira pós - flexibilização do monopólio e se avaliar o papel estratégico da Petrobrás.

A estatal brasileira é uma empresa integrada em diversos aspectos, permitindo-lhe contrabalançar eventuais perdas em determinados segmentos com lucros em outros, mantendo a rentabilidade global positiva. A produção interna de petróleo hoje (901 mil barris diários) e de seus derivados e a manutenção do suprimento de petróleo importado, se deve, exclusivamente, a capacidade desenvolvida pela empresa para atuar nos diferentes setores da cadeia petrolífera. Como já mencionado, a Petrobrás é hoje a 15ª no ranking mundial, líder na exploração *off-shore* e possui o maior centro de pesquisas (Cenpes) voltado para a atividade industrial do país. Esse reconhecimento ocorreu em 1992, quando ela recebeu, em Houston (Texas), na *Offshore Technology Conference, a OTC Distinguished Achievement Award*, a maior láurea da indústria mundial do petróleo. Essa liderança dá a dimensão da competitividade da Petrobrás nessa área de fronteira tecnológica deste setor industrial. Um aspecto que deve ser enfatizado é o da Petrobrás, ao longo desses anos, ter sido capaz de abastecer o Brasil de derivados do petróleo, mesmo com os graves problemas internacionais que afetaram o setor (guerras, choques de preços etc.), e causaram problemas de racionamento nos países avançados.

Isto não significa dizer, que nada precise ser feito face ao novo cenário da flexibilização. Dois pontos devem ser destacados: o primeiro refere-se ao fato da Petrobrás ter tido ao longo desses anos uma cultura organizacional voltada para a produção, em função do monopólio. Com a flexibilização essa cultura terá que ser mudada para que a empresa possa se aproximar mais dos seus clientes e fornecedores, estratégia comercial essa imprescindível em mercados não - monopolistas; o segundo é o da regulamentação dessa indústria no Brasil, já que a administração centralizada do governo federal não dispõe atualmente de capacidade técnica instalada, para exercer essa regulamentação. É importante montar criteriosamente essa estrutura, que zelará pela racionalidade de longo prazo e pelo interesse do consumidor. A rigor, a quebra de fato do monopólio, não está, de antemão, garantida, devido às elevadas barreiras existentes no curto e médio prazos para uma efetiva competição. Isto porque, toda a infra-estrutura logística existente está adequada à dimensão do mercado brasileiro. Ninguém vai querer construir uma nova refinaria ou duto para

competir com a Petrobrás, pois o risco de mercado seria muito grande. É mais sensato esperar que as empresas multinacionais prefiram a parceria à competição.

Pode-se dizer também, que a capacidade da Petrobrás para enfrentar esta concorrência não está ligada a um prazo que seja para ela se adaptar, mas sim à garantia por parte do governo de que a empresa manterá a sua capacidade e agilidade operacional. Com relação a isso, a questão da regulamentação é crucial. Se a Petrobrás, por exemplo, for competir hoje com uma empresa multinacional que se fixe nos grandes mercados consumidores (SP, RJ etc.), e ao mesmo tempo tiver que abastecer de combustível, a preços controlados, lugares distantes onde o custo é elevado, certamente que sua posição competitiva se fragilizará, tendo em vista que ela estaria concorrendo em condições de desigualdade.

Pela falta de tradição na regulação do setor petróleo no Brasil, não se deve esperar que seja tarefa fácil a estruturação do novo órgão regulador. Afinal, trata-se de coordenar e fiscalizar de forma eficaz a execução de licitações e/ou concessão para a exploração/produção; monitorar as importações e exportações de derivados, assim como, a instalação e as operações de planta de refino; identificar possíveis práticas de *dumping* nos preços e derivados importados e situações de conluio entre produtores e vendedores, funções até então desenvolvidas pela Petrobrás. Uma outra função importante do novo órgão regulador será a de administrar com eficácia a renda petroleira que hoje alimenta o Estado. Na ausência de um órgão tecnicamente competente, corre-se o risco de perde-la.

O atual governo se comprometeu em carta firmada com parlamentares, de não privatizar a Petrobrás. Contudo, não está assegurado que o próximo governo mantenha esse compromisso. O fato do petróleo ser uma *commodity* estratégica, a capacitação tecnológica e dos recursos humanos da empresa, a incapacidade de grupos nacionais comprarem a Petrobrás em bloco, a insensatez de desmembrar para vendê-la violando a estruturação integrada que vigora internacionalmente — desaconselha tal alienação. A flexibilização, a depender da maneira como for regulamentado o setor, poderá trazer benefícios para a empresa e esse setor industrial no país. O mesmo não pode ser dito da privatização. Não foi possível encontrar na literatura pesquisada argumentos convincentes, do ponto de vista

econômico, que a justifiquem. A não ser que se queira tomar como tal, os de caráter político - ideológicos.

Referências Bibliográficas

- A FLEXIBILIZAÇÃO da indústria petrolífera nacional. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 50, n.4, p. 36, out. 1993.
- ALMEIDA, Mário de. A vez da Petrobrás. Revista Exame. São Paulo: n. 7, p. 17, 17.01.96.
- ALVEAL, Carmen. Os Desbravadores : A Petrobrás e a construção do Brasil industrial. Rio de Janeiro: Relume Dumará/Anpocs, 1994.
- ALVES, Carlos Eduardo. Oposição acha difícil manter monopólio. Folha de São Paulo, São Paulo: p. 7, 26.05.95.
- A NOVA regulamentação da indústria de petróleo no Brasil. Setorial - Petróleo. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 50, n.5, p.42, mai. 1996.
- ANP, por exemplo, será responsável pela regulamentação e fiscalização das atividades ligadas ao petróleo. Jornal Bahia Hoje, Bahia: p.4, 01.09.96.
- ATUAÇÃO Integrada da Petrobrás. In.: Relatório da Petrobrás. Rio de Janeiro: dezembro, p.18, 1994.
- A ORIGEM da Petrobrás. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 49, n. 8, p. 124, ago. 1995.
- A PRIVATIZAÇÃO da Petrobrás. Jornal A Tarde, Bahia: p.5, 16.04.95.
- A VEZ do mercado . Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 50, n. 7, p. 3, jul. 1996.
- BARBOSA, José Coutinho. Atuação Internacional. Revista da Petrobrás. Rio de Janeiro: n. 27, p. 3, jun. 1996.

BUENO, Ricardo. A Farsa do Petróleo: por que querem destruir a Petrobrás. Petrópolis: Vozes, 1994.

_____. Petrobrás : uma batalha contra a desinformação e o preconceito. Rio de Janeiro: Amaiz, 1994.

COHN, Gabriel. Petróleo e Nacionalismo. São Paulo: Difusão Européia de Livro, 1968.

COMISSÃO aprova concorrência do petróleo. Folha de São Paulo. São Paulo, p.4, 05.05.95.

COMPETIÇÃO no petróleo. Folha de São Paulo. São Paulo: p.4, 05.05.95.

CONSENSO de Washington e o Neoliberalismo. Folha de São Paulo. São Paulo: p.6, 03.07.94.

CORREIA, Mauricio. Petróleo: agência pode ter quarentena. Gazeta Mercantil. São Paulo: p.5, 24.10.96.

COUTINHO, Luciano G. Competitividade da Indústria de Extração e Refino de Petróleo. In: Estudo de Competitividade da Indústria Brasileira. São Paulo: Unicamp, 1993.

ESTATAL é líder entre as maiores. Correio da Bahia. Salvador: p.3, 02.08.95.

FANTINE, José. Mudanças no Setor Petróleo: Quais as Consequências?. Revista da Petrobrás: n. 4, p. 3, mar. 1994.

FERRARI, Livia. A Quebra do Monopólio. Gazeta Mercantil. São Paulo: p.8, 24.06.96.

_____. Multis querem mudar regulamentação do petróleo. Gazeta Mercantil. São Paulo: p. 5, 10.10.96.

- _____. Petrobrás anuncia descoberta em Campos. Gazeta Mercantil. Rio de Janeiro: p. 2, 3.11.96.
- FLEXIBILIZAÇÃO: o caminho das pedras. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 50, n. 4, p. 36, jun. 1996.
- GOLDMAN, Alberto. A quebra dos monopólios estatais trará benefícios reais a curto prazo para o consumidor?. Folha de São Paulo. São Paulo: p.6, 10.06.95.
- GUIMARÃES, Andréa Bastos. Os Desafios da Regulamentação das Atividades Petrolíferas no Brasil. Rio Grande do Sul: VII Congresso Brasileiro de Energia. UFRS, 1996. p. 996.
- GURGEL, George. A Trajetória da Petrobrás: Desafios Atuais e Futuros. São Paulo: Unicamp, 1995, Tese de Doutorado.
- HAROLDO, Lima. A Petrobrás na alça da mira. Brasília: 1995.
- MADUEÑO, Denise. Relator quer mudar emenda para privilegiar Petrobrás. Folha de São Paulo. São Paulo: p.5, 21.07.95.
- MAIS Recordes, Menos Custos. Revista da Petrobrás. Rio de Janeiro: n. 16, p. 9, abr. 1995.
- MARINHO Jr., Ilmar Penna. Petróleo: Política e Poder. Rio de Janeiro: José Olympio, 1989.
- MELLONI, Eugênio. Modelo Energético Indefinido. Gazeta Mercantil. São Paulo: p. 38, 31.10.97.
- MINISTRO descarta fim do monopólio do petróleo. Correio da Bahia. Salvador: p. 3, 12.04.95.

MTBE. Revista da Petrobrás. Rio de Janeiro: n. 27, p. 28, jun. 1996.

NETTO, Procópio Lima. Petróleo: assim os bilhões não vêm. Gazeta Mercantil. São Paulo: p. 6, 22.11.96.

O "JUDAS" do neoliberalismo. Jornal da Ampep. Rio de Janeiro: p.3, outubro de 1995.

O PETRÓLEO é Nosso. Folha de São Paulo. São Paulo: p.5, 11.06.95.

O SETOR Petrolífero Argentino e Brasileiro. Cadernos Energia. Rio de Janeiro: n. 1, mar. 1993, p. 163.

O TRABALHO da Petrobrás. Jornal da Ampep. Rio de Janeiro: p. 7, junho de 1995.

PARKES, Christopher. Texaco e Shell negociam fusão nos Estados Unidos. Gazeta Mercantil. São Paulo: p. 7, 8.10.96.

PETRY, André. O Motor do Século do Capitalismo. Revista Veja. São Paulo: n. 24, p. 30, 14.06.95.

PETROBRÁS Entre as Melhores. Revista da Petrobrás. Rio de Janeiro: n. 24, p. 22, mar. 1996.

PETROBRÁS. Legislação e Petróleo. Rio de Janeiro: p. 20, 1989.

_____. Setor Petróleo: monopólio estatal ou oligopólio internacional. São Paulo: p.6, 1991.

_____. Um resumo da história do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Serplan, p.12 1993.

_____. Preços Petrobrás e preços ao consumidor. Rio de Janeiro:

Serplan/Decom, p.13, 1993.

_____. Petrobrás: 40 Anos de trabalho. Rio de Janeiro: Serplan/Serinst, p.8, 1993.

_____. O Petróleo no mundo: uma história de cartéis. Rio de Janeiro: Serplan, p. 13, 1993.

_____. O retorno econômico - financeiro das atividades da Petrobrás. Rio de Janeiro: Serplan, p.5, 1993.

_____. A Petrobrás e o meio ambiente. Rio de Janeiro: p.4, 1993.

_____. Petrobrás, mitos e verdades. Rio de Janeiro: p.3, 1993.

_____. Conheça a Petrobrás. Rio de Janeiro: Serinst, p.2, 1993.

_____. Impactos para a sociedade na eventual quebra do monopólio estatal do petróleo. Rio de Janeiro: Serplan, p.28, 1994.

_____. Parcerias societárias. Rio de Janeiro: Serplan, p.4, 1994.

_____. Os preços da Petrobrás cresceram menos ou mais do que a inflação ?. Rio de Janeiro: Serplan/Decom, p.4, 1994.

_____. O poder da informação e o petróleo. Rio de Janeiro: Serplan, p.4, 1994.

_____. A mentira, o petróleo e a soberania. Rio de Janeiro: Serplan, p.3, 1994.

_____. Monopólio, cartel, oligopólio e o poder nacional. Rio de Janeiro: Serplan, p.4, 1994.

- _____. A Oligopolização e monopolização de fato dos negócios mundiais. Rio de Janeiro: Serplan, p.4, 1994.
- _____. A quem interessa a campanha contra a Petrobrás. Rio de Janeiro: Serplan, p.3, 1994.
- _____. Produção de petróleo no Brasil : análise estratégica. Rio de Janeiro: Serplan, p.17, 1994.
- _____. Recursos humanos na Petrobrás : a questão. Rio de Janeiro: Serplan/Serec, p.9, 1994.
- _____. Abertura ou fechamento do setor petróleo: uma grave questão. Rio de Janeiro: Serplan, p. 22, 1994.
- _____. Mudanças no setor Petróleo: seus efeitos, sua análise. Rio de Janeiro: Serplan, p. 20, 1995.
- PILLATI, Raul. Petrobrás; interesse em parcerias. Gazeta Mercantil. São Paulo: p.4, 29.08.96.
- PINGUELLI ROSA, Luiz .O Brasil e a regulamentação do petróleo. Folha de São Paulo. São Paulo: p.6, 18.08.96.
- PLANEJAMENTO Estratégico do Setor Petróleo. in.: Relatório da Petrobrás. Rio de Janeiro: dezembro, p. 61, 1995.
- POULALLION, Paul. Não se mexe em time que está ganhando. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 47, n. 10, p. 33, out. 1993.
- PRÊMIO Excelência Empresarial. Conjuntura Econômica. Rio de Janeiro: v. 50, n. 8, p. 13, ago. 1996.

QUAGLIANO, Maria Ana, MATTOS DIAS, José Luciano de. A Questão Petróleo no Brasil: uma história da Petrobrás. Rio de Janeiro: CPDOC/SERINST/FGV/PETROBRÁS, 1993.

RELATOR é contrário à venda de refinarias. Folha de São Paulo. São Paulo, p.7, 27.07.95.

SANTOS, Francisco. Petrobrás já admite fim de monopólio. Folha de São Paulo. São Paulo: p.4, 29.05.94.

_____. Governo só vota petróleo com vitória certa. Folha de São Paulo. São Paulo: p.6, 10.05.95.

SIQUEIRA, Fernando. A (des)informação. Jornal da Ambep. Rio de Janeiro, p. 3, março de 1995.

SILVA, Eumano. O Petróleo é Nosso. Revista Isto É. São Paulo: n. 1341, p. 20, 4.06.1995.

SISTEMA Petrobrás: Diagnóstico e Perspectiva. In.: Relatório da Petrobrás. Rio de Janeiro: outubro, p. 89, 1993.

SOBRINHO, Barbosa Lima . Em defesa do interesse nacional desinformação e alienação do patrimônio público. São Paulo: Paz e Terra, 1994.

SOUZA, José Conrado de. Os prisioneiros da desinformação. Jornal da Ambep. Rio de Janeiro: p. 3, novembro de 1994.

TAVARES, Maria da Conceição. Desajuste Global e Modernização Conservadora. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1994.

_____. Ruptura do monopólio do petróleo. Folha e São Paulo. São Paulo: p.3, 11.06.953.

_____. Flexibilização e concorrência. Folha de São Paulo. São Paulo: 07.05.95, p. 6.

TORRES, Sérgio. Produção da Petrobrás é insuficiente. Folha de São Paulo. São Paulo: 08.06.95, p. 4.

YERGIN, Daniel. O Petróleo: Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder. São Paulo: Ed. Scritta, 1993.