

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA

PETRÓLEO E POLÍTICA TECNOLÓGICA : O QUE APRENDER COM
AS EXPERIÊNCIAS BRASILEIRA E FRANCESA

Autor: André Tosí FURTADO

Tese de Livre-Docência

Campinas, 1995

S.P. - Brasil

7/10/2000
F 234 p
36265/60
10 - 100

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS	
N.º CHAMADA 17/INICAM	
V. EX. 1	
TOMBO BC/ 36065	
TOMBO IO/ 692	
PROC. 9800395	
C ☐	D ☒
PREÇO	
DATA 02/01/99	
N.º CPD	

CM-00122188-Z

INTRODUÇÃO.....	1
 PARTE 1: O SISTEMA FRANCÊS DE INOVAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	
 1. EM BUSCA DE UM MARCO DE REFERÊNCIA PARA COMPREENDER A EXPERIÊNCIA FRANCESA.....	10
1.1 O MODELO FRANCÊS DE COLBERTISMO APLICADO À INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	14
1.2 OS ANTECEDENTES HISTÓRICOS DO ATRASO FRANCÊS.....	16
1.3 A NATUREZA E A DINÂMICA DO SISTEMA DE INOVAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	21
 2. IFP: A PESQUISA PÚBLICA QUE SE DIFUNDE AO SETOR PRODUTIVO	26
2.1 FINANCIAMENTO.....	27
2.2 GERAÇÃO DE TECNOLOGIA E APROPRIABILIDADE.....	29
2.3 TRANSFERÊNCIA E DIFUSÃO DE TECNOLOGIA.....	30
2.4 AUTONOMIA DE PESQUISA E ASSOCIAÇÃO COM A INDÚSTRIA	34
2.5 ORGANIZAÇÃO SETORIAL DA DEMANDA TECNOLÓGICA.....	36
 3. AS COMPANHIAS PETROLEIRAS.....	40
3.1 ELF: UMA ESTRATÉGIA VOLTADA À INOVAÇÃO	40
3.1.1 <i>P&D e diversificação</i>	41
3.1.2 <i>A P&D na área do petróleo</i>	45
3.2 TOTAL: UMA ESTRATÉGIA MAIS PRUDENTE	50
3.2.1 <i>Os esforços de Total em P&D</i>	52
3.3 UMA COMPARAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DOS DOIS GRUPOS PETROLEIROS	55
 4. AS EMPRESAS PARA-PETROLEIRAS.....	57
4.1 ALGUNS EXEMPLOS DE TRAJETÓRIA DE EMPRESAS PARA-PETROLEIRAS	60
4.1.1 <i>Technip</i>	61
4.1.2 <i>Doris Engineering</i>	64
4.1.3 <i>Spie-Batignoles</i>	66
4.1.4 <i>Compagnie Générale de Géophysique (CGG)</i>	68
4.1.5 <i>Forasol-Foramer (Soletanche)</i>	70
4.1.6 <i>Amrep</i>	71
4.1.7 <i>Bouygues Offshore (BOS)</i>	73
4.1.8 <i>ETPM</i>	74
4.1.9 <i>A Comex (Compagnie Maritime d'Expertise)</i>	76
4.1.10 <i>Coflexip</i>	79
4.1.11 <i>Vallourec</i>	82

4.2 ALGUMAS CONCLUSÕES SOBRE A TRAJETÓRIA DAS EMPRESAS PARA-PETROLEIRAS	83
5. O PAPEL COORDENADOR DO ESTADO NO ESFORÇO DE P&D	85
5.1 O COPREP E O CEP&M.....	86
5.1.1 <i>Análise do Plano 1994-98</i>	91
5.1.2 <i>Inovação, cooperação e política tecnológica no quadro do CEP&M/COPREP</i>	94
5.2 O COPRU E O GSM.....	97
5.3 O PAPEL COMPLEMENTAR DA COMUNIDADE EUROPEIA.....	99
6. CONCLUSÃO	102
 PARTE II: A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS - DA ABSORÇÃO À INOVAÇÃO	
1. INTRODUÇÃO.....	108
1.1 ALGUNS ANTECEDENTES NA LITERATURA	108
1.2 O ESTUDO DE CASO SOBRE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO.....	111
2. DIAGNÓSTICO DA CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS	113
2.1. O MERCADO INTERNO DE PETRÓLEO E DERIVADOS	115
2.2 DESEMPENHO PRODUTIVO E TECNOLÓGICO	120
2.3. OS ESFORÇOS TECNOLÓGICOS DA PETROBRÁS.....	136
2.3.1. <i>Equipamentos e Infra-estrutura de Apoio</i>	136
2.3.2. <i>Formação dos Recursos Humanos</i>	141
2.3.3 <i>Esforços e Desempenho em PD&E</i>	146
2.3.4 <i>Organização da Empresa</i>	149
2.3.5 <i>Fontes Externas de Conhecimento Tecnológico</i>	151
2.4 CONCLUSÕES SOBRE A CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS.....	160
3. POLÍTICAS PÚBLICAS E EVOLUÇÃO DA PETROBRÁS.....	163
3.1 AS GRANDES ETAPAS DA EVOLUÇÃO DA PETROBRÁS	163
3.2 O CONFLITO EM TORNO DA APROPRIAÇÃO DA RENDA.....	167
4. A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS.....	173
4.1 A TRAJETÓRIA DA PETROBRÁS NO PERÍODO QUE PRECEDE O SALTO PARA A PRODUÇÃO.....	174
4.2 A GUINADA PARA O UPSTREAM PARTIR DE 1980	175
4.2.1 <i>A produção offshore</i>	175
4.2.2 <i>O salto para a inovação</i>	176
4.3 <i>A Busca da Eficiência</i>	181
4.4 CONCLUSÃO SOBRE A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS	184

5. CONCLUSÃO : POLÍTICAS PÚBLICAS E CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO.....	188
 PARTE III: COMPARAÇÃO DAS EXPERIÊNCIAS FRANCESA E BRASILEIRA	
1. INTRODUÇÃO.....	191
2. COMPARAÇÃO DAS EMPRESAS E DOS SISTEMAS DE INOVAÇÃO.....	191
2.1 EXPLORAÇÃO-PRODUÇÃO.....	194
2.2 REFINO.....	197
2.3 FORMAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS.....	198
2.4 A P&D.....	200
2.5 INDÚSTRIA PARA-PETROLEIRA.....	201
2.6 ALGUMAS CONCLUSÕES SOBRE A COMPARAÇÃO FRANÇA-BRASIL.....	202
3. COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS GOVERNAMENTAIS	205
2.1 O PADRÃO BRASILEIRO DE POLÍTICA INDUSTRIAL E TECNOLÓGICA.....	205
2.2 O PADRÃO FRANCÊS DE POLÍTICA INDUSTRIAL E TECNOLÓGICA.....	209
4. OBSERVAÇÕES FINAIS.....	213
 ANEXO I : TABELA SINTÉTICA DA INDÚSTRIA PARA-PETROLEIRA.....	 215
 ANEXO II : PRINCIPAIS PROJETOS DOS PLANOS 1984-88 E 1989-93 DO COPREP/CEP&M	 217
 ANEXO III : ALGUNS EXEMPLOS DE PROJETOS FRANCESES IMPORTANTES DO PROGRAMA THERMIE DO GERTH	 220
 GLOSSÁRIO.....	 221
 BIBLIOGRAFIA.....	 223

Agradecimentos

Este trabalho, mais que qualquer outro, é fruto do esforço que desenvolvi em estreita colaboração com diversos pesquisadores. Gostaria nesse sentido agradecer principalmente a Newton Muller, professor do Departamento de Política Científica e Tecnológica, que trabalhou junto comigo na realização do projeto sobre a competitividade da indústria de extração e refino do petróleo, apoiado pelo PADCT, e em um artigo sobre a trajetória tecnológica da Petrobrás.

Tenho muita gratidão e reconhecimento pelos jovens pesquisadores com quem convivi no CIRED, principalmente para Pierre Audinet e Abigail Fallot que me ajudaram a aperfeiçoar o estudo que fiz sobre a indústria francesa. Tenho, também, um grande reconhecimento pelo apoio que recebi dos pesquisadores do Instituto Francês do Petróleo, em particular, do Xavier Boy de la Tour que me guiou nos primeiros passos da minha pesquisa na França e me ajudou a melhorar a versão final desse estudo.

A pesquisa do lado francês contou com o apoio material do CNPq que financiou uma bolsa de pós-doutorado nesse país.

Introdução

Neste final de século, assistimos a um período de intensas transformações nos planos técnico-econômico e político-institucional. Atravessamos um período de crise mundial, no qual nenhum país ou bloco está a salvo. O sistema econômico e sócio-institucional erguido após a segunda guerra mundial está sendo profundamente questionado. O conflito Leste-Oeste que marcou todo esse período, na dimensão política, deixa de existir a partir do desmoronamento do Império Soviético. Entretanto, essa é uma vitória de Pirrus para as sociedades capitalistas desenvolvidas. No vácuo gerado pelo desmoronamento do bloco socialista, reemergem lutas étnicas, religiosas e nacionalistas dentro de diversos países do Leste e do Terceiro Mundo que acreditavasse estarem superadas pela evolução histórica.

No plano econômico, embora o capitalismo esteja adquirindo maior vigor, ele sofre de maior instabilidade. Os governos dos países desenvolvidos são incapazes de elaborar uma nova ordem econômica para fazer face a crescente globalização da economia mundial, abrindo espaço para que a especulação tome crescentemente conta das transações e gerando ondas de instabilidade, como a violenta queda do dólar no mercado internacional ou o colapso mexicano.

De qualquer forma a integração entre países no marco de grandes blocos mostra-se como uma tendência inexorável, nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Mesmo assim, o dinamismo econômico que resulta, fruto da profunda instabilidade internacional, gera crescentes desajustes. Nos países desenvolvidos, aprofunda-se a evolução cíclica; os problemas sociais aparentemente superados pela fase anterior voltam com vigor. Nos outros países, as diferenças são cada vez maiores entre alguns países dinâmicos, quase todos localizados no Leste Asiático, e o resto (América Latina, África, Ásia do Sul, Oriente Médio, Leste Europeu, ex URSS).

Essas transformações da economia mundial estão associadas ao esgotamento do paradigma técnico-econômico fordista e a emergência de um novo baseado na micro-eletrônica (Perez e Freeman, 1988). O paradigma fordista que se apoiava no uso intensivo de petróleo e nas economias de escala alcançou seu auge durante a década de 60 e no início dos anos 70. Nessa oportunidade, uma sucessão de crises e rupturas como um grande recrudescimento dos conflitos trabalhistas, nos países desenvolvidos, e os choques do petróleo mostram claramente os limites de expansão desse modelo. A crise atingiu logo os países desenvolvidos, que

iniciaram um processo de reconversão, incentivando a difusão de novas tecnologias. Estas abriram novos horizontes para o crescimento econômico. Entretanto, elas revolucionaram o antigo sistema sócio-econômico num processo de destruição-criadora, no qual o novo foi destruindo o velho, antes de serem capazes de impulsionar por si própria o dinamismo econômico.

As novas correntes no pensamento econômico, de corte schumpeteriano, ao enfatizarem a importância da inovação tecnológica para o dinamismo econômico, deram importantes contribuições para que se lograsse uma maior compreensão do atual momento de crise. Porém, mais do que um novo enfoque sobre o dinamismo econômico, presenciamos hoje a emergência de várias correntes, tanto no pensamento econômico como em sua periferia, que tendem não só a magnificar o papel da tecnologia, mas também do mercado como instrumento inigualável para se alcançar o objetivo de aumentar a dinâmica do sistema econômico. O próprio Schumpeter sempre deu uma grande importância ao mercado no processo de inovação, e de certa forma legitimou o papel das crises econômicas como meio regenerá-lo, ao contrário de Marx que via nelas o prenúncio de seu colapso.

Políticas Tecnológicas

A visão propalada na economia, por diversos autores, tanto da corrente neoschumpeteriana, como daqueles que fazem estudos prospectivos, consiste em afirmar que o novo paradigma técnico-econômico baseado na micro-eletrônica, só se difundirá adequadamente se for feito um profundo reajuste na esfera sócio-institucional. Nessa esfera, inclui-se num sentido amplo, desde a organização do processo de trabalho até a organização da vida política, passando é claro pela economia. Os países que souberem melhor reformular suas instituições para adequá-las ao novo paradigma tornar-se-ão economicamente mais dinâmicos. Entende-se que na esfera econômica, o reajuste sócio-institucional deva conduzir à crescente abertura comercial e financeira para impelir a competitividade, havendo, inclusive, redefinição do papel do Estado na economia.

O papel que cabe ao Estado e as políticas públicas, dentro do novo paradigma técnico-econômico, ainda não é consensual. Existem certamente aqueles que ainda defendem um papel ativo do Estado, como ator capaz de racionalizar e liderar o processo de desenvolvimento econômico (Freeman, 1987). No entanto, a corrente dominante tende a relegar, cada vez mais, o Estado a um papel de mero complemento ao mercado, deixando-lhe apenas a tarefa de realizar a redistribuição da renda, dentro de rígidos limites, e de preencher certas lacunas da lógica de mercado associada às externalidades (meio ambiente, educação e ciência básica).

A atual posição dominante, dentro do pensamento econômico, se contrapõe a corrente keynesiana, a qual enfatiza bastante a importância do Estado para ordenar a atividade

econômica. Essa corrente abriu espaço para que, no pós-guerra, o instrumental de ação pública se aperfeiçoasse consideravelmente, por meio do planejamento econômico e das políticas públicas. Entre essas, as políticas industriais e tecnológicas assumiram um relevo especial. Países de industrialização retardatária usaram diversos mecanismos dessas políticas para realizar processos de *catching up*, tais com França, Itália e Japão, entre os maiores. No Terceiro Mundo, países como a Coreia do Sul e o Brasil também recorreram ao planejamento e a diversas políticas públicas como meio de acelerar o processo de desenvolvimento.

Mesmo certos países líderes de forte tradição liberal, como os Estados-Unidos, recorreram a elaboradas políticas científica e tecnológica para manter-se na vanguarda internacional. Nesse campo, mais do que para a política industrial, há consenso que há necessidade de intervenção do Estado. Os Estados-Unidos, através de grandes programas tecnológicos orquestrados pelo Estado, em geral com fins militares, assumiram um papel de liderança mundial nas tecnologias de ponta, ao longo do período do pós-guerra.

Face às atuais transformações da economia mundial, as políticas industriais e tecnológicas dos países líderes (Estados-Unidos, Alemanha, França, Japão e Reino Unido) sofreram profundas reformulações. As novas orientações enfatizam a competitividade ao invés da performance tecnológica. Nesse contexto, as políticas industriais e tecnológicas devem voltar-se à difusão. Os programas tecnológicos, orientados ao complexo militar-industrial, estão perdendo espaço. Cada vez menos considera-se que eles sejam meios de se adquirir avanço tecnológico sobre os demais países. Ao contrário, afirma-se que as tecnologias do complexo militar-industrial são cada vez menos capazes de gerar *spin offs* para o conjunto do sistema econômico. No mesmo sentido, as políticas de apoio a determinados setores civis estratégicos, em nome da independência e do interesse nacional, estão perdendo terreno no rango das prioridades.

As novas políticas tecnológicas estão fundamentalmente voltadas à competitividade. Nesse contexto, não basta contar com algumas empresas que sejam "campeãs nacionais", que atuam, cada vez mais, como transnacionais. A competitividade externa deve apoiar-se num denso tecido de pequenos e médios fornecedores, os quais difundem dinamismo ao sistema econômico nacional. A capacitação tecnológica dessas pequenas e médias empresas depende muito mais do apoio público. Nesse contexto, podemos considerar que os países desenvolvidos estão claramente fazendo um ajuste de seus sistemas sócio-institucionais para prepará-los aos novos tempos.

A ciência econômica, além de apresentar diagnósticos e soluções para determinados problemas enfrentados pelos países desenvolvidos, atua claramente como uma ideologia estendendo-se muito além do âmbito para o qual ela foi inicialmente concebida. De fato, uma solução que foi elaborada para determinadas sociedades torna-se uma panacéia, aplicável em qualquer contexto. Nesse sentido, a nova ideologia liberalizante está conquistando corações e

mentes nos países periféricos, desde a década de 80, quando uma parcela importante deles foram mergulhados em profunda crise. A perspectiva de que uma nova etapa de crescimento irá descortinar-se, se as "reformas" de seus sistemas sócio-institucionais forem realizadas, é veiculado pelas agências multilaterais, tais como a abertura dos mercados ao capital estrangeiro e a redução do peso do Estado na economia. Nesse novo liberalismo, deixa-se ao setor privado e à mão invisível do mercado a incumbência de restabelecer o dinamismo econômico.

Um dos aspectos mais graves dessa nova ideologia consiste em condenar todo um conjunto de políticas industriais, que tiveram um papel importante para o dinamismo econômico no pós-guerra, sem propor no seu lugar objetivos e meios de ação pública que sejam condizentes com os desafios que estão sendo colocados em escala internacional. Ora, em matéria tecnológica, as políticas dos países em desenvolvimento sempre foram muito mais tímidas e menos efetivas do que nos países desenvolvidos. O dismantelamento desses escassos meios de ação pública torna esses países ainda mais vulnerável frente ao advento do novo paradigma técnico-econômico.

Recomenda-se, apenas, que o Estado intervenha gerando a infra-estrutura básica de serviços (educação, treinamento, normalização, difusão) e que se deixe ao jogo do mercado a incumbência de criar e selecionar os atores capazes de gerar a inovação. Abole-se a fronteira entre empresas nacionais e multinacionais, supondo que os dois tipos de empresas desempenhem o mesmo papel para a capacitação tecnológica em países periféricos. Reforçam-se os mecanismos de apropriabilidade, através da propriedade industrial e intelectual, sob alegação que eles servirão incentivar a inovação local. Omite-se, por exemplo, que as políticas voltadas para a difusão foram pensadas em países que já consolidaram importantes empresas campeãs nacionais e setores de tecnologia de ponta.

Nesse contexto, rejeitam-se critérios seletivos para a ação pública como a separação entre capital nacional e internacional, a atuação direta do Estado na negociação de transferência internacional de tecnologia, a seleção de atores inovadores e de setores com forte potencial, etc. Omite-se, por completo, que os países que lograram realizar o *catching up* lançaram mão abundantemente desses mecanismos e ainda continuam fazendo-o. Ademais, não reconhecem a precariedade das políticas tecnológicas existentes nos países em desenvolvimento e a necessidade de aprimorá-las.

Petróleo e Política Tecnológica

Estamos convencidos que o pensamento econômico hegemônico age como uma ideologia simplificando diagnósticos e apresentando receitas milagrosas. Se quisermos extrapolar esse estreito quadro conceitual, temos que nos aprofundar sobre a formação de sistemas produtivos

nacionais e sobre a interferência das políticas públicas nesse processo, principalmente daquelas voltadas à capacitação tecnológica.

A maneira das políticas públicas agirem sobre o sistema econômico está condicionada, em grande medida, por realidades setoriais, embora algumas delas tenham um nítido alcance inter-setorial. Cada indústria ou setor é um sistema tecnológico específico, com uma determinada estrutura de mercado e instituições de C&T próprias. Esses arranjos institucionais variam de acordo com o contexto nacional, dependendo de especificidades de cada experiência histórica. Assim, os estudos comparativos entre países revelam importantes diferenças, regularidades e grandes estilos evolutivos. No nosso entender, uma comparação entre experiências nacionais de países com diferenças importantes no grau de desenvolvimento produtivo - França e Brasil - é pertinente, na medida em que permite revelar importantes diferenças estruturais no processo de inovação. Essas diferenças não se encontram, nem tanto no nível desenvolvimento tecnológico, senão na articulação e complexidade das formas de atuação do Estado.

A indústria do petróleo é um exemplo interessante para o estudo de arranjos institucionais voltados para a inovação. Essa indústria está no coração do antigo paradigma técnico-econômico fordista e da crise que demarca seu declínio. Ela, no entanto, ainda está longe ser uma indústria decadente, ao contrário do que se previu logo após o primeiro choque do petróleo, quando os governos e até mesmo as grandes companhias petroleiras investiram maciçamente em energias de substituição. O melhor substituto ao petróleo acabou sendo o próprio petróleo. A indústria do petróleo, junto com a sua filha natural a do gás natural, continuam sempre presentes e predominantes no cenário energético mundial (Boy de la Tour, 1994).

A promessa da energia nuclear não vingou e resultou ser, na maioria dos países, um grande fracasso industrial e tecnológico. O carvão mineral que havia recuperado um certo espaço logo após o primeiro choque do petróleo voltou a declinar, por causa de sua elevada carga poluidora e pela queda dos subsídios. As energias alternativas tais como a biomassa, as energia solar e eólica, embora tenham apresentado importantes avanços, ainda estão longe de se constituírem em alternativas de peso para a sociedade industrial.

A indústria do petróleo, na realidade, demonstrou uma enorme capacidade de regeneração frente a emergência do novo paradigma técnico-econômico da micro-eletrônica. As novas tecnologias, sem propriamente revolucionar as técnicas básicas dessa indústria, lograram reformulá-las profundamente. Com isto, obtiveram-se elevados ganhos de produtividade que permitiram a essa indústria sobreviver num contexto de preços baixos, como o que a caracteriza desde o contra-choque de 1986.

Portanto, a questão que se coloca é se essa indústria deverá ter um papel importante para o futuro? A resposta é afirmativa, embora não se deva verificar o mesmo crescimento do que no período fordista. Esse papel deve ser ainda mais relevante em países em desenvolvimento, onde

a etapa de industrialização pesada está longe de estar concluída. Entretanto, a indústria do petróleo enfrenta certos limites para sua expansão. Além dos limites dos recursos renováveis e da questão geopolítica (3/4 das reservas petrolíferas mundiais estão localizadas nos países do Oriente Médio), essa indústria enfrenta a gravíssima questão ecológica. O efeito estufa causado, em grande parte, pela queima de combustíveis fósseis representa uma importante limitação a sua capacidade expansiva.

A indústria do petróleo sempre foi monopolizada pelos países desenvolvidos. Entretanto, por causa da localização de grandes volumes de reservas e da presença de importantes mercados, os países periféricos começaram a se firmar no contexto dessa indústria. O Brasil, embora não seja um país exportador, dispõe de um significativo mercado interno, a partir do qual ele logrou construir uma certa capacidade industrial e tecnológica. Com isto, essa indústria se tornou um dos mais importantes pólos de inovação nacionais e constitui um dos raros setores onde esse país disputa liderança tecnológica com empresas multinacionais.

A indústria do petróleo possui importantes especificidades em seu arranjo institucional e na organização industrial. Ela é um sistema técnico bastante complexo, cujo objetivo principal é a produção de petróleo e de gás natural. As companhias petroleiras são os principais atores desse sistema. Na maior parte do mundo são grandes empresas integradas, privadas ou públicas. No entanto, em alguns países, principalmente nos Estados-Unidos, as grandes empresas convivem com um grande número de outras empresas de menor porte. Atribui-se esse fenômeno, em parte, a uma política pública voltada para o aumento da concorrência.

As companhias interagem com uma gama diversificada de outras instituições, em todas as etapas do processo produtivo do petróleo, que se convencionou chamar de cadeia petroleira (Quadro . 1).

Quadro 1 : A Cadeia Petroleira e Tecnologias associadas

Cadeia Petroleira	Tecnologias
Exploração	Geologia Geofísica Perfuração Exploratória
Desenvolvimento Produção	Perfuração de Desenvolvimento Equipamento de Poço Operação de Estabilização e de prétratamento da produção Melhora da recuperação do bruto
Transporte e Estocagem	Portos (carregamento e descarregamento) Navios Petroleiros/oleodutos Tanques de Estocagem
Refino e Estocagem	Complexo de Unidades de Transformação Tanques de Estocagem
Distribuição	Transporte de Derivados (polidutos, navios, ferrovias, rodoviário) Condicionamento Vendas e entregas

Fonte: adaptado de Giraud e Boy de la Tour, 1987

Entre essas instituições se destacam, do lado da produção, os fornecedores de uma vasta gama de bens e serviços que são as empresas para-petroleiras. Elas costumam se especializar em nichos muito específicos de mercado. Essas empresas podem ser reagrupadas da seguinte forma:

- produtores de equipamentos e materiais
- empresas de engenharia
- empresas de obras marítimas
- prestadores de serviços especializados

Ao lado do setor produtivo, temos o Estado e suas instituições específicas que sempre foram muito atuantes nessa indústria. A importância estratégica desse setor, que esteve no coração do antigo paradigma fordista, despertou desde muito cedo a preocupação crescente das autoridades públicas contra práticas monopolistas e lucros abusivos de grandes empresas. De modo que o Estado tem se preocupado em regular a atividade produtiva e de distribuição com a finalidade de apropriar-se da renda petroleira, de racionalizar a exploração dos recursos, de desenvolver essa indústria e de assegurar o abastecimento interno de um produto essencial

ao sistema econômico. Essa preocupação do Estado foi acompanhada da formação de instituições específicas como:

- Agências governamentais normalizadoras e reguladoras
- Instituições de Educação e Treinamento
- Centros de P&D

O arranjo institucional variou bastante de acordo com cada país. Cabe então indagar até que ponto os arranjos institucionais e as políticas públicas foram um fator explicativo das experiências postas em prática em cada um deles. Nesse sentido, o estudo das experiências francesas e brasileiras não é meramente casual. A França, embora seja um país desenvolvido, apresenta características claras de um país de industrialização retardatária. Esse país soube criar e aperfeiçoar políticas públicas bastante elaboradas com a finalidade de realizar o *catching up* em matéria de petróleo. Isto tende a clarificar um dos pontos que assinalamos: os países desenvolvidos tiveram políticas tecnológicas muito mais elaboradas do que os países periféricos.

O Brasil apresenta o interesse do sucesso tecnológico na indústria do petróleo. Esse sucesso não se deve nem tanto a um modelo de elaboração de política industrial e tecnológica, senão a trajetória específica da companhia petroleira nacional. O processo de aprendizagem tecnológica, que ocorre fundamentalmente dentro das empresas, tem um papel determinante para o sucesso de certas experiências, além daquele que deriva das políticas públicas, ainda que a criação de uma empresa estatal possa ser considerado como um importante instrumento de política tecnológica.

Nesse sentido, o Brasil tem muito a aprender com a experiência francesa. A fraqueza do sistema institucional governamental, em complemento ao das empresas nacionais (públicas ou privadas) é patente. Talvez esse seja o maior desafio para o padrão de política tecnológica brasileira daqui para frente, tendo em vista as profundas transformações da economia mundial. De fato, na indústria do petróleo, contrariamente a outros setores, o Brasil já dispõe de um "campeão nacional" que pode ser um interlocutor, em nível internacional. Esse campeão assumiu o papel de coordenar a política industrial e tecnológica desse setor. Entretanto, frente ao cenário que se descortina, fica cada vez mais evidente que o Governo deverá assumir essas tarefas para deixar a empresa pública agir de acordo com uma lógica mais estreitamente empresarial.

Esse trabalho pretende, ao comparar essas duas experiências, trazer novos elementos para se conceber políticas públicas, principalmente daquelas voltadas para a área tecnológica. Ele é composto por três partes.

Na primeira parte, realiza-se o estudo da experiência francesa. Ao ter lugar num país desenvolvido, essa experiência requer o uso de um marco conceptual próprio, no qual o

processo de inovação resulta da interação de uma pluralidade de atores. Esse marco conceitual é buscado do lado da literatura que trata dos sistemas nacionais de inovação. A política tecnológica da indústria do petróleo é contextualizada dentro do sistema de inovação francês, buscando mostrar a sua trajetória histórica e sua especificidade setorial. Dada a pluralidade de instituições que interagem nesse sistema, o estudo está dividido em quatro partes: o IFP (Institut Français du Pétrole); as duas companhias nacionais Elf e Total; as empresas para-petroleiras; e os mecanismos de fomento e de planejamento em nível setorial.

Na segunda parte, realiza-se o estudo da experiência brasileira. O marco conceitual que é buscado para interpretar essa experiência é diferente do anterior, embora complementar. Esse marco se baseia no estudo da capacitação tecnológica, em nível da empresa, que foi desenvolvido para se analisar a mudança técnica em países de industrialização periférica. De fato, a experiência brasileira está centrada na formação e no desenvolvimento da Petrobrás, empresa estatal, que foi o suporte sobre o qual se ergueu a indústria do petróleo no Brasil. Abordam-se os seguintes aspectos: a capacitação tecnológica da empresa nas diferentes etapas da cadeia petroleira; a relação entre Estado e empresa; e a trajetória tecnológica da empresa que a levou a se posicionar na fronteira em tecnologia offshore.

A terceira parte desse trabalho representa a conclusão desse estudo. Procede-se a comparação da capacitação tecnológica da indústria do petróleo dos dois países e contrapõem-se os dois modelos de políticas públicas. Busca-se indagar sobre a aptidão dos modelos de políticas públicas, voltados para a área tecnológica, em se adaptar às transformações da economia mundial. Mostra-se a urgência de se repensar esse modelo, no caso brasileiro, para garantir a sobrevivência de uma experiência bem sucedida.

1. Em busca de um marco de referência para compreender a experiência francesa

Mesmo que a firma seja o lugar privilegiado, onde se produz a maior parte do processo de aprendizagem tecnológica, que permite a um sistema econômico nacional tornar-se inovador e competitivo, não deixa de ser menos correto afirmar que as inovações se estabelecem a partir de redes (de inovadores), nas quais participam um conjunto heterogêneo de atores. É verdade que essas redes, tanto quanto o processo de inovação, estão fortemente concentradas nos países desenvolvidos. Por essa razão, o caso da indústria francesa de petróleo mostra a importância do que se convencionou chamar de sistemas nacionais de inovação (SNI).

Encontrar uma definição satisfatória para SNI é uma tarefa complexa. Segundo o enfoque dado por este trabalho, trata-se de um conjunto heterogêneo de atores -firmas, centros P&D, universidades, órgãos públicos ou associativos- que interagem, cooperando ou até entrando em competição no quadro de mercados organizados. As políticas e os meios de ação públicos tem um papel importante na formação desses sistemas, que porém não é constante. As redes que se constituem resultam de processos cumulativos de aprendizagem que se produzem no espaço de uma cultura nacional determinada.

Há certamente uma certa correspondência entre o que se convencionou denominar de sistema produtivo e de sistema de inovação. O sistema produtivo nacional dá sustento às relações que se tecem dentro dos SNI. Entretanto, essas relações são de natureza diversa e os atores envolvidos outros. Nos SNI participam atores, que na maior parte das vezes não comercializam bens e serviços, tais como Universidades, órgãos governamentais, Institutos públicos ou semi-públicos de pesquisa, etc. Ademais, as relações que se estabelecem ultrapassam o quadro espontaneamente mercantil. Daí o termo de mercado organizado empregado por Lundvall (1988). Mas a utilização desse termo pode ser enganosa na medida em que nas redes de inovadores se inserem relações não mercantis, que podem não ser o objeto de transações em um quadro de negociação organizada, como as relações informais entre atores, pelas quais fluem importantes conhecimentos para o processo de inovação.

O importante papel que é atribuído à relação usuário-fornecedor nos SNI constitui uma conexão importante entre os dois sistemas. Lundvall pôs em evidência a importância dessa relação nas redes de inovadores. Esse autor nos chama a atenção para o fato que as inovações de um usuário serão sempre acompanhadas de perto pelos fornecedores por várias razões: concorrência entre fornecedores; inovações associadas da parte de fornecedores; aprendizagem

tecnológica adquirida que pode ser usada em outros mercados. Podemos realçar que, quando se trata da produção de produtos complexos, existe uma grande necessidade de cooperação direta entre fornecedor e usuário ao longo do processo de inovação dando forma ao processo de "*learning by using*" analisado por Rosenberg (1982).

As relações entre companhias petroleiras e empresas para-petroleiras são de natureza similar. A dimensão dos investimentos requeridos, como as necessidades de adaptação da tecnologia às condições específicas de cada sistema de produção, requerem uma intensa cooperação entre empresas de engenharia, companhias petroleiras, fornecedores de equipamentos e materiais e prestadores de serviços. As empresas para-petroleiras e as companhias petroleiras podem ser facilmente assimiladas a fornecedores especializados e a seus clientes, respectivamente, segundo a classificação de Pavitt (1984). Segundo esse autor as relações entre usuário e fornecedor são cruciais para o processo de inovação, sobretudo desses últimos. Podemos supor que as empresas para-petroleiras e as companhias petroleiras, quando pertencem ao mesmo espaço nacional, formam um sistema produtivo, o qual pode vir a ser um SNI.

Mas o espectro das redes de atores, envolvidos nos SNI, é bem mais amplo do que apenas fornecedores e usuários, como apontamos. O leque das relações que se tecem entre esses atores pode também ser bastante amplo. Freeman (1992) nos propõe ao menos 10 que são as seguintes:

- joint ventures e empresa de pesquisa
- acordos de P&D
- acordos de intercâmbio de tecnologias
- investimento direto
- licenciamento de patentes e acordos associados
- subcontratação, co-produção e rede de fornecedores
- associação de pesquisa
- programas públicos de pesquisa
- bancos de dados
- outras redes, incluindo redes informais

Os fatores mais comumente avançados como estando na origem da formação de SNI são, por um lado, o tipo de tecnologia envolvida e, por outro lado, as políticas públicas. A tecnologia possui importantes características que devem ser destacadas para entender melhor como se processa a interação nas redes de inovadores. Vimos que os setores fornecedores

especializados (bens de capital, instrumentação, software pela classificação de Pavitt) apresentam uma maior predisposição à cooperação tecnológica. O ciclo de vida do produto também parece ter importantes desdobramentos na intensidade das relações. Estima-se, de fato, que as tecnologias emergentes se prestam mais a cooperação tecnológica entre firmas, sobretudo no período recente (Lundvall, 1988; Nelson, 1988). Um estudo conduzido pelo MERIT identificou um grande crescimento do número de acordos de cooperação e associação nos setores de biotecnologia, de tecnologias da informação e de novos materiais (Freeman, 1992). Esse tipo de cooperação tem um caráter mais estratégico do que financeiro. Seu principal objetivo consiste em abrir novos mercados pela introdução de novos produtos. As características da tecnologia são conseqüentemente importantes para determinar o tipo e a intensidade das relações que se tecem entre atores no processo de inovação.

As políticas públicas são, por outro lado, um fator-chave para a formação de redes. Abordam-se os impactos dessas políticas em dois níveis. Em primeiro lugar, diretamente, quando a intervenção governamental realiza-se pelo meio de programas de pesquisa e da formação de instituições, cujo objetivo é favorecer a cooperação entre firmas. É nesta roupagem que as políticas públicas são normalmente descritas. O exemplo mais citado é o do Japão (Freeman 1988, 1992b). No entanto, essa forma de intervenção pode consistir em criar empresas ou laboratórios públicos de pesquisa cuja função é completar os elos fracos do SNI.

Em segundo lugar, as políticas públicas podem agir indiretamente através do fornecimento de infra-estrutura econômica e social. As políticas que são levadas a cabo no sentido de melhorar o nível de formação da mão-de-obra qualificada e não qualificada tem sensível importância. Ao mesmo tempo, as intervenções orientadas para a regulamentação, normalização, standardização do mercado atuam como importantes externalidades que abrem o caminho à cooperação.

A indústria francesa do petróleo é um caso avançado de intervenção pública. Ao lado das intervenções, chamadas indiretas, que dizem respeito a infra-estrutura social e econômica, o Estado interveio diretamente para organizar a atividade desse setor, considerado por ele como sendo estratégico. A ação pública voltou-se, primeiramente, para garantir a segurança do abastecimento do mercado interno. Posteriormente, o Estado desenvolveu uma política bastante intervencionista voltada para a criação da indústria do petróleo na França. Essa segunda forma de intervenção suscita um maior interesse, ao mostrar a importância de políticas setoriais-verticais na formação de subsistemas nacionais de inovação.

Essa forma de intervenção do Estado francês, voltada para o desenvolvimento industrial, foi aplicada em vários setores da economia, considerados como estratégicos. Esse modelo de política industrial setorial é chamado de "Colbertista", em referência ao Ministro da Fazenda de Luis XIV que apoiou de forma pioneira desenvolvimento científico, tecnológico e industrial da França. Nesse modelo, o papel do Estado não consiste apenas em regulamentar, mas também

em introduzir novos atores e mecanismos de coordenação, cuja função explícita é a construção setorial de uma rede instituições inovadoras. No modelo colbertista, descrito por Cohen (1992), o Estado atua pelo lado da oferta criando empresas públicas, que assumem o papel de coordenadores de grandes programas tecnológicos, e institutos de pesquisa. O setor privado participa, em geral, como fornecedor de equipamentos e serviços. A articulação entre esses diversos atores toma a forma de grandes projetos cuja função é efetuar grandes saltos tecnológicos, para posicionar a indústria francesa na vanguarda¹. Esses grandes programas foram eficazes em setores onde a indústria francesa acumulava importantes atrasos. Mas subsistem certas dúvidas sobre a eficácia dessa forma de política em preparar a indústria francesa para uma economia cada vez mais aberta e exposta a competição externa.

Nesse sentido, Salomon (1985) atribui aos grandes programas tecnológicos franceses uma lógica que ele denomina como sendo do arsenal militar: a lógica do arsenal. Essa lógica bastante estreita, demasiado voltada para a performance técnica e muito pouco para o resultado comercial, tem origem no meio militar. Ela teria pouca relevância para o mundo atual, no qual muito mais do que a performance tecnológica, o que está verdadeiramente em jogo é a competição pelos custos, e onde as inovações de processo assumem um papel de destaque.

Ao lado dessa crítica mais geral do modelo de política industrial francesa, emergem outras mais específicas direcionadas à política científica e tecnológica geradas nesse marco. De fato, há uma certa dúvida sobre a capacidade real da cooperação entre P&D pública e setor produtivo. Temos duas ordens de críticas a essa forma de divisão do trabalho:

- a crítica ao modelo linear de inovação que embasa de certa forma a divisão entre P&D pública e setor produtivo. O SLIM (Simplest Linear Model) é muito criticado nos estudos sobre inovação tecnológica (Kline et Rosenberg, 1986; David, 1992). Esses autores dão ênfase ao caráter sistêmico do processo de inovação-difusão. De forma que é difícil separar os que inovam dos que produzem. Dado que a firma é o principal protagonista do processo de inovação, a tecnologia que emerge dos centros públicos de pesquisa teria grandes dificuldades em encontrar compradores do lado do setor produtivo. As diferenças de cultura e de prioridades entre essas instituições seriam um freio ao processo de difusão.

- a crítica que aponta a dificuldade das empresas em externalizar a pesquisa industrial. Teece (1988)² desenvolveu amplamente essa tese. Weinstein (1992) nos apresenta alguns pontos relevantes:

¹ Fora o petróleo, outros exemplos setoriais importantes são o nuclear, as telecomunicações, a informática, os transportes ferroviários, os transportes aéreo e espacial, os armamentos, o carvão e a siderurgia.

² É interessante observar que as teses de Teece foram comprovadas empiricamente na indústria do petróleo americana. Seu estudo analisou o caso da Universal Oil Products (UOP), uma sociedade especializada em PD&E no *downstream* (Teece & Armour, 1977 citado em Teece, 1988). O IFP tem certas semelhanças com a

- os problemas de custo de transação e de contratação, devido às incertezas que estão associadas aos resultados da P&D;
- o caráter tácito, específico e cumulativo da tecnologia que torna dificilmente transmissível o conteúdo desses conhecimentos. "A manutenção de estruturas próprias de P&D parece ser o único meio para a firma acumular e controlar esse tipo de ativos, e conceber técnicas adaptadas a suas necessidades.";
- a necessidade de estreita e contínua cooperação entre as atividades de P&D et aquelas de produção e de comercialização para levar a cabo uma inovação.

Durante o estudo sobre o caso francês buscaremos descrever o SNI francês da indústria do petróleo destacando os seguintes aspectos: os principais atores do sistema com suas estratégias e as políticas que atuam na formação de redes de inovação. A experiência francesa confirma que o papel do Estado pode se estender a uma participação mais direta, tornando-se, por conseguinte, um importante fator de sucesso. De fato, as grandes companhias petroleiras francesas colocam a França em terceiro lugar no mundo, enquanto na indústria para-petroleira a França está em segunda posição junto com a Grã-Bretanha, atrás dos Estados-Unidos. Deve-se ainda destacar que a França não dispõe de importantes zonas produtoras, ao contrário desses dois países. O sucesso dessa experiência não invalida certas análises que foram feitas sobre a forma de atuação do Estado francês. Ao contrário, esse sucesso torna necessário uma melhor compreensão da interação entre fatores políticos e tecnológicos.

1.1 O Modelo francês de colbertismo aplicado à indústria do petróleo

Embora exista uma certa semelhança entre o modelo de intervenção pública na indústria do petróleo com o que predominou em outros setores da economia, percebemos também certas especificidades que ajudam a explicar o seu relativo grau de sucesso assim como sua continuidade. De fato, em setores como o eletronuclear, o aerospacial, ou eletrônico, o uso do termo "colbertismo high tech" parece mais adequado do que para o petróleo (Cohen, 1992). Frente ao imperativo de realizar o "*catching up*" tecnológico, o Estado decidiu construir um sistema composto dos seguintes níveis :

- uma empresa pública encarregada de desenvolver o setor, assumindo o papel de mestre-de-obras (contratante principal);
- um organismo público ou semi-público encarregado da P&D do setor;

UOP, pela natureza das atividades que desenvolve. Todavia, o campo de aplicações do Instituto francês é muito mais diversificado, se estendendo tanto par o *upstream* como para o *downstream*.

- um organismo de coordenação setorial ligado a um ministério de tutela;
- o setor privado que participa como fornecedor.

O grande projeto industrial, que atuou como um cimento entre todos esses atores, resultou da vontade da empresa pública³.

Mesmo que o petróleo pertença ao mesmo modelo, distinguimos importantes especificidades que convém realçar:

- o mercado de produtos petrolíferos é anterior à indústria do petróleo na França;
- a grande rentabilidade da atividade petrolífera tanto no *upstream* como no *downstream* possibilita a formação de uma importante renda;
- a indústria do petróleo é considerado como sendo de fraca intensidade tecnológica⁴.

Esse conjunto de características favoráveis à indústria do petróleo foram um elemento decisivo para o sucesso da experiência francesa. De fato, a possibilidade de se apropriar de parcela da renda por meio da fiscalização, dada pela formação de um importante mercado interno de derivados de petróleo, forneceu ao Estado francês meios para levar a cabo importantes iniciativas industriais e tecnológicas. Por outro lado, o fato que a indústria do petróleo fosse, por um lado, pouco intensiva em tecnologia e, por outro, atraente do ponto de vista da rentabilidade econômica deu maiores chances ao modelo colbertista "high tech" que estava consolidando-se nessa indústria. Esse modelo, de fato, fora concebido para garantir o *catching up* em indústrias de ponta, apresentando dessa forma maiores chances de sucesso numa indústria com menor intensidade tecnológica.

De modo geral, os outros países industrializados que dispunham de importantes indústrias do petróleo não aplicaram tão precocemente uma política industrial e tecnológica semelhante a da França, nesse setor. Essas políticas voltaram-se para a formação de companhias petrolíferas nacionais, dando menor importância à constituição de redes de fornecedores e à consolidação da capacitação tecnológica nacional. O Brasil se enquadra dentro do esquema de política industrial mais convencional. A França soube, de certo modo, aproveitar as oportunidades técnico-econômicas favoráveis para construir uma política industrial e tecnológica original.

³ Cohen, a esse respeito, nos fala da emergência e do desenvolvimento "de um ator público ao mesmo tempo emanção do Estado e do empresário-inovador, administração regida pela regra e ao mesmo tempo empresa maleável e ágil, comprador público mas sobretudo estrategista do setor e mãe leiteira da indústria nacional" ... "Um estatuto jurídico derogatório de direito comum que cria um híbrido de administração e de empresa. Os exemplos são o Bureau de Recherches Pétrolières, o Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), a EDF, e a Direction Générale de l'Armement (DGA), etc." (Cohen, 1992, p. 97, tradução do autor).

⁴ A indústria do petróleo é classificado como sendo de fraca intensidade tecnológica, utilizando-se o parâmetro das despesas em P&D/Faturamento. Essa relação era de 0,6% em 1980 nos países da OCDE (OCDE, 1992).

Outros países desenvolvidos aprenderam a partir da experiência francesa e buscaram adotar algumas lições desse modelo (Noruega e Reino Unido).

Por outro lado, o Colbertismo na indústria do petróleo escapa a certas críticas que são normalmente dirigidas à política tecnológica francesa, segundo as quais esta estaria demasiadamente orientada para os grandes programas tecnológicos, reservados para apenas a alguns setores estratégicos. Com efeito, 47,8% do gasto em P&D industrial, em 1987, se concentrava em apenas três setores (aerospacial, telecomunicações e informática) que representavam apenas 6% da produção industrial francesa (Barré e Papon, 1992). A excessiva concentração dos recursos públicos em alguns setores estratégicos constitui a principal causa dessa distorção⁵. Embora a indústria do petróleo tenha seguido os mesmos moldes de política pública, esse tipo de relação se encontra invertida. No mesmo ano de 1987, o gasto em P&D desse setor era apenas de 3,8% do conjunto da indústria, ao passo que ele representava 9% da produção industrial francês (Boy de la Tour, 1989).

Podemos dizer que a França aplicou à indústria do petróleo um certo modelo institucional, que foi inicialmente concebido para setores intensivos em tecnologia. As razões que estão na origem da inserção do petróleo nesse modelo são sobretudo de ordem estratégica, associadas a sua importância para o abastecimento energético do país. Podemos nos perguntar até que ponto o modelo de intervenção do Estado, estendido ao conjunto dos setores considerados estratégicos no pós-guerra, com a subida do General De Gaulle ao poder, apresenta certas peculiaridades no caso do setor do petróleo? Nesse caso, será que elas foram favoráveis ao sucesso desse modelo? Buscaremos entender como o SNI francês apresenta singularidades setoriais.

1.2 Os antecedentes históricos do atraso francês

A situação de atraso da indústria do petróleo francesa, em comparação àquela dos países anglo-saxões, é o ponto de partida para se entender porque as políticas públicas estão tão intimamente associadas à emergência dessa indústria. A França, apesar do seu vasto império colonial e do seu avançado grau de industrialização, inclusive na indústria automobilística, não soube, no início desse século, dar a devida importância ao petróleo para o seu desenvolvimento industrial. Não houve muito interesse da parte do capital privado por essa nova atividade, no entanto, bastante lucrativa, e o Estado não gerou os mecanismos institucionais que incentivassem o investimento no *downstream* e no *upstream*.

⁵ "Deve-se salientar que o Estado, através suas encomendas de P&D, desempenha um papel central no financiamento da pesquisa industrial nos setores aerospacial e informático. Esse tipo de intervenção pelos fundos públicos reforça certamente as disparidades na repartição dos gastos de pesquisa industrial. Ela é uma herança histórica do que chamamos de "colbertismo tecnológico". "(Barré e Papon, 1993, tradução do autor).

Essa falta de organização da indústria do petróleo francesa se voltou contra o próprio país durante a primeira guerra mundial, em particular, nas circunstâncias dramáticas da batalha de Verdun (1916), quando os transportes rodoviários assumiram a tarefa de abastecer as tropas na frente de combate, devido à interrupção das linhas de trem cortadas pelo avanço alemão. Mais de um milhão de pessoas combatiam de cada lado. Os reduzidos estoques provocaram uma aguda escassez de combustíveis líquidos. A França teve de recorrer a ajuda decisiva dos Estados Unidos para suprir suas necessidades. Essa batalha atuou como um catalisador de consciências, alertando para a necessidade do país se dotar de uma indústria do petróleo.

Entre a primeira e a segunda guerra mundial, se consolidou uma política voltada para a constituição da indústria que está na base de sua formação. Todavia, essa política ainda se caracterizava pela sua orientação para o *downstream*. Essa primeira fase foi marcada por dois acontecimentos importantes: a formação de uma empresa nacional, a Compagnie Française des Pétroles (CFP), e a Lei de 1928. Em 1917, foi instituído o Comité Général du Pétrole. Depois de sua dissolução em 1921, o Estado recriou, baixo a tutela do Ministério do Comércio e da Indústria, o Office National des Combustibles Liquides (ONCL), em 1925. Baixo o impulso desse organismo começou a se montar uma política nacional para o petróleo. Quando ocorreram os acordos de armistício, em 1919, o governo francês pressionou os aliados a obter a parcela da Bundesbank na Turkish Petroleum Company (TPC). A França acabou obtendo 23,75% dos ativos dessa empresa, que estava estabelecida sobre o enorme potencial petrolífero do Oriente Médio. Uma lei de 1924 criou a CFP, que herdou esses ativos. No entanto, o papel dessa empresa limitou-se, na realidade, a ter acesso a uma parte do petróleo explorado na zona do antigo Império Otomano. Ela somente iniciou sua atuação no *upstream* muito depois, a partir da descoberta de petróleo da Argélia. Mesmo assim, essa participação garantiu o fornecimento de petróleo em até 40% das necessidades francesas, nos anos 30 (Chatain, 1983).

O grande salto foi realizado a partir da votação da Lei de 1928. Essa lei estabeleceu o monopólio do Estado sobre as importações de bruto e derivados. Ela previa um regime de concessão das importações por longos períodos a companhias petroleiras. O ONCL, que administrava esse sistema o utilizou fundamentalmente para, por um lado, montar um parque de refino na França, com ampla capacidade de estocagem por motivos estratégicos, e para, por outro lado, garantir o acesso do mercado interno ao petróleo da CFP. As filiais das empresas multinacionais - Shell, BP, Esso e Mobil -, que já atuavam como distribuidoras, instalaram as primeiras refinarias para preservar suas parcelas no mercado francês. A CFP, por seu lado, criou uma filial - a Compagnie Française de Raffinage (CFR) - para assegurar o refino do petróleo bruto proveniente da Irak Petroleum Company, que sucedeu a TPC. Havia uma regra básica na época segundo a qual 90% do petróleo consumido pelo país devia ser refinado em solo nacional, sendo que uma parcela de 25% era da CFR.

Esse novo quadro institucional foi eficaz para implantar a indústria no *downstream*, mas de escasso impacto no *upstream*. A atividade extrativa da CFP era muito limitada, para não dizer quase nula. Essa companhia não buscava novos campos como o faziam as sete irmãs, às quais se pretendeu um pouco ligeiramente assimilá-la. Esse desinteresse pela extração de bruto se estendia ao próprio território nacional - para o qual haviam ainda esperanças - e sobretudo às colônias, mesmo que a Lei de 1928 previsse subsídios ao desenvolvimento da produção de bruto em solo francês.

Insatisfeito com a atuação da CFP, que no entanto lhe pertencia, o Estado francês buscou um pouco antes da Segunda Guerra Mundial gerar condições efetivas para a produção do petróleo francês. Em 1939, um decreto-lei criou a Régie Autonome des Pétroles (RAP), cuja missão era achar petróleo em solo francês⁶. A RAP fez as primeiras descobertas de petróleo na França, na Bacia da Aquitaine, no Sudoeste do país. No mesmo ano, a Direction des Hydrocarbures (Dhyca) substituiu a ONCL. Em 1941, durante a ocupação, o regime Vichy criou através de uma lei de regime a Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA), para quem o Estado destinou uma enorme extensão na Aquitaine. O objetivo era de ampliar a atividade de prospecção mineral, num período em que, por causa da guerra, a parte da IPC pertencente a CFP tinha sido confiscada, devido a ocupação da França pelos alemães.

Com a liberação, o "Gaullisme" não fez outra coisa senão dar continuidade e consolidar os embriões de política petroleira orientados para o *upstream*, inaugurando uma nova etapa da política pública para esse setor. Em 1944, fundou-se o Instituto Francês do Petróleo (IFP), no quadro da lei dos estabelecimentos profissionais, datando de 1943. Os Institutos profissionais tem por função prestar serviços a um determinado setor. Na França foram criados diversos Institutos profissionais entre os quais se destacam o CEMP para os plásticos, o CERCHAR para o carvão, o CERIB para o concreto, o ITF para o têxtil. Eles foram criados por um Ministério de tutela e colocados baixo a autoridade de organizações profissionais.

Os recursos desses Institutos costumam provir de cotizações voluntárias de membros da profissão (empresas geralmente). O IFP representa um caso a parte porque ele se beneficia de uma taxa extra-orçamentária aplicada na venda de derivados de petróleo. A função do IFP é de fazer P&D, assegurar a formação de engenheiros e a formação contínua, através da Ecole Nationale Supérieure des Moteurs (ENSPM), e prestar serviços de documentação para o setor.

Em 1945, por ordem do governo provisório da república, alguns dias antes das eleições legislativas da época, criou-se o Bureau des Recherches Pétrolières (BRP), cuja missão era de "estabelecer o programa nacional de pesquisa petrolífera e de assegurar sua execução em

⁶ O fato que a RAP tenha sido criada por decreto não é acidental. Ele caracteriza um novo tipo de relação entre poder executivo e legislativo na França em matéria de petróleo. De fato, todas as decisões de criação de instituições que ocorreram posteriormente seguiram esse procedimento (Sereni e Péan, 1982).

coordenação com os diversos órgãos trabalhando na pesquisa petrolífera e assumindo participações em empresas de pesquisa" (Rapport de la Commission Parlementaire, 1974). A cabeça dessa instituição estava Pierre Guillaumat que teve uma importância decisiva para a formação da indústria do petróleo francesa.

Esse quadro institucional, bastante colbertista, apresenta algumas importantes especificidades em comparação ao das indústrias eletrônica, de telecomunicações, aeroespacial e de transporte ferroviário. Essas particularidades consistem na ausência de monopólio e na presença de grandes empresas multinacionais, ao lado das empresas públicas. Por outro lado, o IFP tem desde o começo uma direção que é mais aberta a profissão; o que lhe possibilita ter uma gestão colegial. Percebe-se que a principal particularidade do quadro institucional da indústria do petróleo, em relação aos demais, reside numa maior pluralidade de atores e de participantes nos processos decisórios.

O pós-guerra se caracterizou pelo engajamento desses atores em torno do objetivo de promover a produção de petróleo. O campo de gás natural de Lacq foi descoberto pela SNPA, em 1951; ele representou um ponto de inflexão para a trajetória da indústria francesa pela sua importância. Todavia, o forte teor de enxofre e de nitrogênio desse gás exigiu a mobilização de vultosos recursos técnicos e econômicos para sua valorização. De forma que essa industrialização somente ocorreu a partir do começo da década de 60. A grande descoberta de petróleo ocorreu na Argélia, em Hassi Méssaoud no deserto do Sahara, em 1956; ela foi feita pela REPAL, uma filial do BRP e do governo e da Argélia, em conjunto com a CFP. A produção da Argélia alcançou logo uma grande dimensão de aproximadamente 40 milhões de toneladas, o que exigiu uma mudança radical na política de abastecimento francesa. Com efeito, o BRP e a RAP, que eram responsáveis por uma parcela substancial dessa produção, não conseguiam escoá-la no mercado francês, por falta de verticalização. Em decorrência, foi criada uma nova filial: a Union Générale des Pétroles (UGP) 1/3 RAP, 1/3 SNPA e 1/3 REPAL. Essa empresa assumiu a tarefa de implantar uma capacidade refino que processasse essa produção, iniciando a verticalização do que futuramente será a Elf-Aquitaine. Por outro lado, por meio da Lei de 1928, a Dhyca garantiu ao bruto argelino o acesso do mercado francês, controlado ainda majoritariamente por empresas multinacionais.

A independência da Argélia, em 1962, representou uma inflexão decisiva para a história da indústria do petróleo francesa. Depois que o governo francês tentou, em vão, durante as negociações de paz, separar o Sahara da Argélia, as companhias francesas se desinteressaram por esse país⁷. Novas zonas de interesse surgiram para o BRP e a RAP, na África Negra. Ao mesmo tempo em que fizera as descobertas na Argélia, o BRP achou petróleo no Gabão. Foi

⁷ A crise entre as empresas francesas (principalmente a ERAP) com o governo argelino já foi bastante estudada (Chevalier, 1973; Sereni e Péan, 1982; Chatain, 1983). Pode-se reter basicamente que há uma contração brutal dos investimentos dessas empresas depois da independência que desembocará nas nacionalizações de 1970.

para o Golfo de Guiné que se dirigiram os investimentos dessas empresas públicas depois da crise argelina.

A ruptura argelina colocou, fundamentalmente, o desafio para a indústria francesa de ultrapassar as fronteiras nacionais. A CFP já havia aproveitado-se da crise iraniana, com a nacionalização do governo Mossadegh e posterior volta das grandes companhias, para ter acesso a produção iraniana, mas sempre na forma da participação em um consórcio, sem verdadeiro envolvimento produtivo. De modo que a indústria do petróleo francesa estava ainda restrita ao território francês e ao de seu antigo império. Com a descolonização, ficou evidente que a França e suas sociedades tinham que atuar a nível internacional. Um país como a Itália teve que aprender isso mais cedo. Essa internacionalização da indústria francesa ocorreu através de um salto para a exploração e a produção offshore. De fato, nessa época as principais zonas produtoras terrestres estavam sob o controle das companhias petroleiras anglo-saxônas. O offshore surgiu, então, como uma grande promessa de novas zonas produtoras.

O advento do offshore significou uma verdadeira descontinuidade tecnológica para a indústria mundial do petróleo. Essa descontinuidade representou, ao mesmo tempo, um desafio e uma oportunidade para a indústria francesa, a qual aproveitou-se dessa situação para realizar um processo de *catching up*, e até mesmo uma ultrapassagem dos outros países no contexto europeu. A razão desse sucesso foi justamente a formação preliminar de um SNI. Com efeito, a presença do IFP e a emergência de Elf no panorama nacional, criaram as condições necessárias para a elaboração de uma política de grande programa tecnológico. A Dhyca fundou, em 1962, o Comité d'Études Maritimes (CEM), cuja função era coordenar os esforços do IFP, da CFP e da Elf. A missão desse Conselho consistiu em lançar um plano para o desenvolvimento da tecnologia offshore. O IFP foi encarregado de elaborar o "Programa Marine", um estudo prospectivo para o desenvolvimento da tecnologia de exploração e produção de petróleo no offshore. O objetivo desse programa era chegar a perfurar no mar a grandes profundidades (entre 100 e 1000 metros).

No decorrer da década de 60, a indústria offshore francesa deu seus primeiros passos, constituindo uma importante vantagem competitiva dentro do contexto europeu. Uma associação ocorreu entre Elf e a CFP para aproveitar as novas descobertas feitas no Mar do Norte. Quando houve o boom da atividade petroleira, após o primeiro choque, a indústria francesa possuía um importante avanço tecnológico sobre os demais concorrentes europeus.

O Estado buscou, durante a década de 60, dar uma forma mais orgânica às diversas empresas públicas, reagrupando-as e verticalizando-as. As diversas filiais do BRP e da RAP foram reagrupadas na ERAP, em 1965; somente a SNPA continuou ainda tendo uma organização própria. Criou-se o logotipo de Elf para promover uma rede de distribuição própria. No entanto, o processo de integração prosseguiu. Ao grupo ERAP faltava cruelmente uma rede de distribuição que estivesse à altura de sua capacidade de refino. O problema foi

resolvido com a compra da rede Antar, a qual foi preparada pela Dhyca⁸. Mais tarde, a SNPA foi incorporada a ERAP, formando-se a Société Nationale Elf-Aquitaine (SNEA) ou simplesmente Elf, em 1976.

Convém fazer uma referência a todo o processo de diversificação das companhias petroleiras nacionais para a química, o qual começou verdadeiramente com o aproveitamento do gás natural de Lacq e de seus subprodutos, o enxofre e o nitrogênio. A SNPA foi o embrião pelo qual o grupo Elf iniciou suas atividades na química. O craqueador de Feysin foi construído pela UGP, nos anos 60, em associação com Rhône-Poulenc. O Ministério da Indústria teve um papel importante, de primeira importância, na associação de Elf com a CFP para a formação de uma filial na indústria química (ATO), no final dos anos 60, e em todos os processos de reestruturação que se seguiram.

A indústria para-petroleira francesa foi o fruto de uma política industrial e tecnológica voltada fundamentalmente para o *upstream*. Em decorrência, sua primeira área de atuação foi o petróleo argelino. O programa offshore veio na sequência, e permitiu que ela se tornasse plenamente apta em tirar proveito do boom petroleiro da década de 70. Sua presença no *downstream* resultou dos esforços do IFP em desenvolver processos de refino e petroquímicos. Desses esforços nasceram algumas importantes filiais.

A indústria do petróleo francesa alcançou o apogeu no final da década de 70 e a começo dos 80. O marasmo que se instalou posteriormente nessa indústria, em escala internacional, engendrou sérias dificuldades para que prosseguissem antigas formas de cooperação, consolidadas nos decênios anteriores. Mas o seu SNI logrou manter uma certa organicidade apesar de todos esses desafios.

1.3 A natureza e a dinâmica do sistema de inovação na indústria do petróleo

Como apontamos, os atores que compõem o SNI são bastante diversificados, mesmo considerando que as empresas sejam o fulcro do processo inovativo. Vejamos como eles se repartem e que funções eles desempenham. Em primeiro lugar, temos as empresas; estas se dividem entre as companhias petroleiras francesas (Elf e Total) e as empresas para-petroleiras atuantes na França.

O segundo nível é formado pelos órgãos de P&D e de formação de recursos humanos. Esse papel incumbe principalmente ao IFP, embora algumas instituições públicas de pesquisa desempenhem um certo papel. Entre estas, se destaca o Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer (IFREMER), antigo CNEXO, o qual tem um papel importante na

⁸ De fato, a CFP praticava uma política de compra sistemática de todas as empresas de distribuição, viu suas pretensão vetada, no caso da Antar, pela Dhyca que assim a preparou para a ERAP (Chatain, 1983).

pesquisa marítima. A Universidade desempenha um papel marginal no SNI francês, se considerarmos que a formação de nível superior é assegurada pelo IFP, mesmo na pós-graduação. Essa característica não se restringe apenas à indústria do petróleo, se estendendo ao conjunto do SNI francês para a formação de alto nível (Salomon, 1993). Com efeito, as elites das administrações e das grandes empresas francesas são formadas nas "Grandes Écoles". Na indústria do petróleo, predominam entre os quadros de direção, os X-Ponts e os X-Mines. São engenheiros egressos da "École Polytechnique" que fazem uma especialização na "École des Ponts et Chaussées" ou na "École des Mines"⁹.

O terceiro nível é constituído pelas Administrações, divididas em vários níveis hierárquicos. Do lado do governo francês, temos no nível mais alto o Ministério de tutela, representado pelo Ministério da Indústria e também pelo Ministério da Fazenda, os quais estão presentes em várias instâncias decisórias. Logo vêm a Dhyca, pertencente ao Ministério da Indústria, que é o órgão regulador da indústria do petróleo. No entanto, seu raio de atividade ultrapassa amplamente às suas atribuições legais. Seu papel se estende à coordenação de diversas atividades do setor de ordem produtiva e tecnológica. Nesse sentido, a partir desse Departamento foram criadas diversas instituições tais como o Comité d'Études Pétrolières Maritimes (CEP&M), o Comité de Programmes Exploration et Production (COPREP), os quais sucedem ao CEM, e o Comité des Programmes de Raffinage-utilization (COPRU), que são importantes foros onde os atores concertam-se entre si para planificar e coordenar os seus esforços de P&D. A outra administração que atua paralelamente ao governo francês, mas nem sempre na mesma direção, é a Comissão da Comunidade Europeia e, mais especificamente no campo tecnológico, a DGXVII. A legislação bastante liberal de Bruxelas está em desacordo relativo com o Estado francês. O regime protecionista de importações, herdado da Lei de 1928, não é o único problema. O Estado francês tem buscado harmonizar progressivamente seu sistema legal em relação ao CE.

Em função da forte presença da pesquisa pública, o SNI francês apresenta uma certa originalidade em relação aos outros países líderes ocidentais. Constata-se uma forte presença de organismos de pesquisa pública não-universitários na execução das despesas de P&D globais (Tabela 1). O Estado financia 56,1% das despesas, o que é uma proporção bastante elevada para um país desenvolvido; mas sobretudo, 37,6% dos gastos são executados em organismos públicos deixando uma parcela menor para as empresas. À diferença de outros

⁹ "O projeto de *catching up* responde a objetivos políticos (independência nacional, autonomia tecnológica, contribuição ao emprego, comércio exterior, desenvolvimento regional...). Afinal, ele pretende lograr um terceiro objetivo científico-técnico, realizar uma "proeza". As competências requeridas não são aquelas de um administrador saído de uma business school, senão de um engenheiro chefe de projeto. Sob esse ângulo, o papel do corpo é determinante. A homogeneidade das equipes dirigentes da pesquisa pública, de seu usuário e fornecedores está ligada, frequente na França, a uma estrutura corporativa". (Cohen, 1992, p. 72, tradução do autor). Observação: a estrutura corporativa a que Cohen faz alusão é a categoria dos engenheiros formados pelas grandes escolas francesas, principalmente dos que passaram pela École Polytechnique.

países europeus, a execução da pesquisa pública ocorre em centros de pesquisa extra-universitários. Na França existe uma rede de Institutos e Centros de pesquisa públicos de P&D de natureza setorial extremamente desenvolvida (CEA, INSERM, INRA, CNES, CNET, IFREMER) que se adicionam aos Institutos de natureza profissional, mencionados anteriormente.

Tabela 1 : Estrutura do financiamento e da Execução do Gasto Interno com P&D (GIPD) em 1990.

% de la GIPD	França	Alemanha	Reino Unido
Finan. publico civil	31,1	31,9	23,9
Finan. militar	25,0	4,8	26,1
Finan. empresas	43,9	63,3	50,0
Exec. Estado	23,3	13,2	14,5
Exec. Universidade	14,3	14,4	15,3
Exec. Industria	62,4	72,4	70,2

Fonte: Barré et Papon, a partir da OCDE.

Essa característica do SNI francês se encontra ainda mais nitidamente presente na indústria do petróleo. A pesquisa executada pelo setor público, por meio do IFP, tem uma grande importância para as despesas de P&D do setor.

É interessante observar que ao longo dos últimos 22 anos a proporção executada pelo IFP manteve-se numa faixa entre 30 e 40% (Tabela 2); mais recentemente, essa proporção aumentou, apesar da crise que afetou a indústria do petróleo. Essa tendência permitiu compensar a baixa do gasto dos outros atores, principalmente das companhias petroleiras e até, provavelmente, sustentar de maneira complementar a indústria para-petroleira.

Tabela 2 : Evolução dos Gastos Franceses de P&D na indústria do petróleo (mil Fr 1992)

	Grupos Francês	IFP	Grupos Estrang.	Sub- Total	Ind. Para-pet.	Total	% IFP	% GFr	% GEstr	% Para- pet.
1970		686,53	340,83	1864,83	194,76	2020,64	33,98			9,64
1971		706,12	341,52	1864,53	230,76	2076,82	34,00			11,11
1972		712,96	339,09	1978,03	260,84	2217,13	32,16			11,76
1973		725,08	344,31	2025,37	324,06	2308,93	31,40			14,04
1974		730,17	409,61	1948,31	356,18	2243,94	32,54			15,87
1975		761,58	414,25	2083,98	350,52	2389,89	31,87			14,67
1976		793,57	441,84	2215,03	348,82	2528,97	31,38			13,79
1977		794,67	470,42	2251,12	372,09	2578,02	30,82			14,43
1978		806,63	460,58	2290,72	365,54	2607,52	30,93			14,02
1979		772,26	466,44	2266,19	374,03	2574,21	30,00			14,53
1980	986,20	918,39	480,51	2274,65	310,00	2538,16	36,18	38,85	18,93	12,21
1981	1122,83	1057,88	463,14	2503,72	341,80	2802,79	37,74	40,06	16,52	12,20
1982	1338,75	1062,13	449,31	2717,23	458,47	3102,34	34,24	43,15	14,48	14,78
1983	1391,14	1085,87	462,78	2810,16	460,00	3206,04	33,87	43,39	14,43	14,35
1984	1362,59	1149,77	467,17	2829,00	519,08	3270,22	35,16	41,67	14,29	15,87
1985	1419,00	1100,12	474,64	2855,17	367,93	3164,24	34,77	44,84	15,00	11,63
1986	1365,37	1064,35	422,87	2728,36	418,09	3081,95	34,53	44,30	13,72	13,57
1987	1221,29	1104,60	406,71	2546,58	519,95	3056,33	36,14	39,96	13,31	17,01
1988	1233,89	1141,40	404,90	2631,31	530,10	3151,02	36,22	39,16	12,85	16,82
1989	1125,54	1129,90	411,46	2488,38	500,72	2979,29	37,93	37,78	13,81	16,81
1990	1002,44	1176,18	360,12	2337,63	484,37	2812,50	41,82	35,64	12,80	17,22
1991	1139,71	1199,90	358,13	2493,68	438,74	2923,82	41,04	38,98	12,25	15,01
1992	1211,00	1230,00	370,00	2591,00	600,00	3179,24	38,69	38,09	11,64	18,87

Fonte: Ministério da Indústria e IFP

A grande diferença, que há entre a indústria do petróleo e os demais setores da economia, reside em que nela o Estado financia, em menor proporção, a P&D executada pelas empresas, aproximadamente 9% do esforço setorial¹⁰. Embora a participação pública seja semelhante no nível da execução, ela é bastante inferior no plano do financiamento. Na realidade, a maior parte dos recursos públicos são executados diretamente através do IFP.

As companhias petroleiras são as principais responsáveis pela execução do gasto em P&D. Elas representam 50% desse gasto, sendo que 38,1% é da responsabilidade das companhias nacionais (Elf e Total) e os 11,6% restantes é executado por filiais de empresas multinacionais.

¹⁰ Na realidade, não dispomos de dados sobre os recursos que financiam a P&D das empresas da indústria do petróleo, mas segundo estimativas feitas pelo autor, sabe-se que o Estado destina 300 milhões de francos através do Fonds de Soutien aux Hydrocarbures e que 70 milhões são provenientes da CE. Uma parte desses fundos, aproximadamente 20% se destina ao IFP, de forma que o montante de recursos públicos alocados às empresas corresponde aproximadamente a 9% do gasto em P&D setorial, ao passo que para o conjunto da França essa proporção é de 18%.

Percebe-se o declínio relativo dessas despesas no decorrer do último decênio que afetou, no entanto, mais as empresas multinacionais do que as nacionais.

O setor para-petroleiro apresentou uma evolução contrária, o que é destacável, na medida em que ele foi fortemente afetado pela crise dos 80.

De modo geral, o SNI francês manteve um nível elevado de despesas, apesar da crise que afetou a indústria do petróleo. Os gastos com P&D, em 1992, foram semelhantes, em termos reais, ao que eram no início da década de 80.

A primeira vista, quando se observa esse sistema, somos levados a nos colocar as seguintes questões:

- Que tipo de atividade de P&D realiza cada um dos subsistemas e que tipo divisão do trabalho existe entre eles?
- Como funciona o fluxo de informação entre cada uma das partes?
- Como ocorre a coordenação dos esforços?

Sabe-se, através da literatura, que o modelo de intervenção público francês só funciona quando o Estado garante as encomendas. Esse aspecto é muito criticado, na medida em que a demanda pública garantida não encoraja as empresas a serem competitivas. O grande projeto tecnológico de *catching up* justifica as grandes encomendas públicas garantidas. Nesse modelo, o mestre-de-obras público passa as encomendas ao setor privado. Por esse meio, ele pode assegurar que o equipamento que está sendo adquirido incorpore efetivamente a tecnologia nacional desenvolvida pelo centro público de pesquisa. Esse modelo nem sempre funcionou a contento, como ilustra o caso da tecnologia nuclear com o conflito entre o CEA e a EDF¹¹. Ela pressupõe que exista uma certa afinidade entre os objetivos do mestre-de-obras e o centro público de pesquisa; o que nem sempre é verdade.

Na realidade, o modelo do grande projeto nunca funcionou verdadeiramente na indústria do petróleo francesa. O IFP não desempenhou o papel do centro de P&D das companhias petroleiras nacionais, que dispunham dos seus próprios laboratórios de pesquisa e adquiriram uma parte substancial do novo conhecimento tecnológico por meio das empresas para-petroleiras. Por outro lado, a indústria do petróleo francesa não tinha capacidade para absorver o conjunto de conhecimentos que o centro público de P&D gerava. As empresas petroleiras

¹¹ O CEA desenvolveu a tecnologia dos reatores funcionando com grafite, como moderador, e o gás carbônico, como transmissor de calor. Essa tecnologia levou a construção de 3 reatores. Porém, a EDF optou pela tecnologia americana do PWR. O abandono da tecnologia nacional foi considerada como sendo uma afronta pelo General De Gaulle. A tecnologia do PWR só foi adotada depois que o General deixou o posto supremo da nação (Puisieux, 1980).

nacionais não podiam contar apenas com os fornecedores nacionais, mesmo porque elas atuavam na maior parte das vezes fora das fronteiras nacionais. Para as empresas para-petroleiras, as companhias petroleiras francesas representavam somente uma parcela do seu mercado¹². Isso as obrigou a ter que competir no mercado externo, que costumava ser bastante fechado. A abertura da indústria francesa do petróleo decorre de transformações que ocorreram a partir da independência da Argélia.

Em virtude da ausência de petróleo em solo nacional, as empresas francesas tiveram que aprender a competir. Elas só puderam fazê-lo, adotando uma estratégia de coordenação de seus esforços, cuja finalidade era adquirir um certo avanço tecnológico, sobre os concorrentes, que lhe permitisse ter acesso a mercados de países produtores, em geral, bastante protegidos. O IFP desempenhou um papel bastante central nessa estratégia, tanto para consolidar o cenário tecnológico de longo prazo como para assegurar a interação entre companhias petroleiras e empresas para-petroleiras. Nesse sentido, o centro público de P&D soube criar suas filiais quando um novo mercado se abria, fruto do seu esforço de inovação. As companhias petroleiras nacionais se comprometeram menos com o processo de transferência entre pesquisa pública e empresas para-petroleiras, do que manda o figurino do Colbertismo.

Essas observações servem para pôr em evidência um dos importantes pontos fortes do caso francês na indústria do petróleo: a transferência de tecnologia do setor público de P&D para o setor produtivo. De fato, pode-se questionar a importância que têm a pesquisa pública para o setor produtivo. A literatura atual só encoraja esse tipo de atividade quando se trata de pesquisa básica (OCDE, 1992). Todavia, no nosso caso, veremos que o IFP realiza fundamentalmente pesquisa aplicada e desenvolvimento.

Para podermos entender melhor como funciona o sistema de inovação francês na indústria do petróleo e como ele logrou superar certo desafios, faremos uma análise dos seus principais componentes: o IFP, as companhias petroleiras nacionais, empresas para-petroleiras e órgãos públicos de coordenação setorial.

2. IFP: a pesquisa pública que se difunde ao setor produtivo

O IFP concentra seus esforços em pesquisa aplicada e em desenvolvimento. Essa característica está associada a certas especificidade da tecnologia do petróleo, que pode ser considerada como madura. A mudança tecnológica se produz por meio desse tipo de atividade:

¹² O relatório Codis de 1981 estima que 40% da demanda de bens e serviços offshore das empresas para-petroleiras francesas provinha de companhias petroleiras francesas, o resto sendo coberto por outras empresas de outros países (Chatain, 1983).

ele é mais responsabilidade de engenheiros do que de científicos. As grandes rupturas são induzidas por inovações radicais provenientes outros setores (informática, novos materiais, química, mecânica). No entanto, o IFP atua em forte interação com esses campos do conhecimento, principalmente o da química.

Essa posição difere bastante do papel que é normalmente atribuído a pesquisa pública, a qual é vista como devendo ser básica. Por ser aplicada, ela deve enfrentar, com maior intensidade, o problema da transferência e da apropriabilidade. Tudo isso está associado a maneira de como o Instituto se financia e de como ele entra ou não em competição com as empresas no processo de inovação.

2.1 Financiamento

O IFP se sustenta em base a uma taxa extra-orçamentária aplicada na venda de derivados de petróleo. Essa modalidade de financiamento é bastante original, mesmo dentro do panorama francês e se deve, como vimos anteriormente, à existência de uma importante renda apropriada pelo Estado, da qual apenas uma pequena parcela se destina ao IFP¹³. Essa taxa financia, na atualidade, 65% do orçamento do IFP (Tabela 3). Essa proporção variou bastante ao longo dos últimos 20 anos. Ela foi de 80% no início da década de 70, mas decresceu desde então. Em valores constantes, a receita proveniente da taxa cresceu um pouco menos da metade enquanto que os recursos totais duplicavam, durante esse período. De forma que houve uma perda de importância da taxa no financiamento das atividades do Instituto.

Entre as outras fontes de renda, se destacam as que provêm da venda de tecnologia, cujo peso não é desprezível. Elas tem duas origens distintas. Temos os recursos oriundos da comercialização de serviços de engenharia, associados a processos de refino ou petroquímicos do IFP, chamados de valorização. Esses serviços correspondem à parte da engenharia básica dos projetos comercializados pelo Instituto e que, para certos equipamentos críticos, incluem também a engenharia de detalhe. O IFP já vendeu mais de 1000 projetos de engenharia no mundo inteiro. E temos os recursos provenientes da transferência de tecnologia, que correspondem essencialmente ao licenciamento de patentes. Por outro lado, o Instituto recebe verbas de fomento à pesquisa provenientes do Fonds de Soutien aux Hydrocarbures (FSH) - o qual é financiado por uma taxa extra-orçamentária e destina esses recursos à P&D e à exploração mineral - e da Comunidade Europeia, através dos seus Programas de pesquisa. Os recursos oriundos da valorização triplicaram durante os últimos 22 anos, ao passo que os recursos provenientes da transferência de tecnologia tiveram um desempenho ainda superior num período mais curto de 16 anos.

¹³ O Estado cobrou um total de 119.095 milhões de Francos em impostos sobre os combustíveis líquidos, em 1992. Disto apenas 1.062 destinou-se ao IFP, ou seja aproximadamente 0,9%.

Tabela 3 : Origem dos Recursos do IFP de 1970 a 1992 (mil FR 1992)

	Taxa	Valorizaç. Dotação Emprest.	Outros	Transf. de Tec.	Total	% 1	% 2	% 4.
	1	2	3	4				
1970	661512	123434	54508		839455	78,80	14,70	
1971	675323	134255	53411		862990	78,25	15,56	
1972	688355	136528	46477		871360	79,00	15,67	
1973	697272	160924	61503		919698	75,82	17,50	
1974	621245	178849	89017		889111	69,87	20,12	
1975	597530	210403	89500		897432	66,58	23,44	
1976	667065	209457	53434	43859	973815	68,50	21,51	4,50
1977	682510	201458	24717	53155	961840	70,96	20,95	5,53
1978	715241	185938	20714	61898	983791	72,70	18,90	6,29
1979	729580	196476	36743	66005	1028805	70,92	19,10	6,42
1980	645971	340036	54444	77501	1117952	57,78	30,42	6,93
1981	672158	443833	67335	77248	1260574	53,32	35,21	6,13
1982	792244	429896	19409	54711	1296260	61,12	33,16	4,22
1983	827019	415949	42515	61751	1347234	61,39	30,87	4,58
1984	901907	368549	26733	71114	1368303	65,91	26,93	5,20
1985	947922	337764	18029	64634	1368348	69,27	24,68	4,72
1986	1085491	321813	14574	63192	1485069	73,09	21,67	4,26
1987	1104826	294520	44715	82382	1526444	72,38	19,29	5,40
1988	1062450	332382	15790	95192	1505815	70,56	22,07	6,32
1989	1053263	334070	22859	90675	1500867	70,18	22,26	6,04
1990	1004758	316632	58862	106983	1487235	67,56	21,29	7,19
1991	1014205	355788	11734	112338	1494065	67,88	23,81	7,52
1992	1061700	380200	29900	139100	1610900	65,91	23,60	8,63

Fonte: IFP

Os dois choques do petróleo foram acontecimentos decisivos para a história do IFP; as empresas atuantes nessa indústria aumentaram substancialmente suas demandas pelo conhecimento tecnológico do Instituto. Ao mesmo tempo, um maior montante de recursos públicos foi canalizado para financiar complementarmente a P&D. Essa idade de ouro do Instituto durou até o contra-choque de 1986, quando os preços do bruto despencaram no mercado internacional. Desde então, os recursos públicos se estabilizaram e mesmo decresceram, em particular, no caso da Comunidade Europeia. No entanto, o IFP demonstrou uma crescente aptidão em vender sua tecnologia apesar dessa nova conjuntura desfavorável. Os recursos provenientes da transferência de tecnologia aumentaram de 4,2 % dos recursos totais, em 1986, para 8,63%, em 1992. Nesse mesmo período, os recursos de valorização recuperaram-se do refluxo da primeira metade dos anos 80 (Tabela 3).

2.2 Geração de tecnologia e apropriabilidade

As atividades de P&D do IFP se destinam essencialmente aos campo da pesquisa aplicada do desenvolvimento tecnológico. Os resultados dessas atividades se traduzem em licenciamento de patentes e em venda de serviços tecnológicos. Mesmo assim, esse Instituto se caracteriza também por uma importante produção de natureza científica¹⁴. Esta importante característica associa-se à vocação acadêmica do Instituto e ao fato que ele assuma uma posição de difusão do conhecimento científico para a indústria do petróleo.

Em todo caso, a produção de patentes do IFP é destacável, no cenário francês. Um estudo realizado por Pavitt e Pattel (1990) sobre a França mostra que esse Instituto se posicionava em oitavo lugar entre as organizações abordadas, para o período 1981-86, atrás da Thomson, CGE, Rhône-Poulenc, CEA, ELF e Pechiney, no que diz respeito ao depósito de patentes nos Estados-Unidos ¹⁵. Números mais recentes sobre concessão de patentes mostram que o IFP está na sétima posição (Tabela 4).

Tabela 4 : Pedidos de Patentes nos Estados-Unidos - média anual 88-92

Organização	Nº de Patentes
Thomson	237
Rhône-Poulenc	219
Elf-Aquitaine	198
Alcatel-Alsthom	186
Saint-Gobain	97
L'Oreal	86
IFP	69
Pechiney	59
Bull	57

Fonte: Business Week et IFP

O número de pedidos de patentes do IFP na França aumentou consideravelmente ao longo do último decênio (Tabela 5).

¹⁴ Em 1992, o IFP publicou 8 livros, 25 teses de doutorado e 465 artigos e comunicações, colocando-o no nível de uma instituição de pesquisa de primeira grandeza.

¹⁵ Os pedidos de patentes nos Estados-Unidos são considerados como um bom indicador da produtividade tecnológica de uma organização pesquisa porque esse país é o maior mercado do mundo e também o mais aberto.

Tabela 5 : Pedidos de patentes depositados na France por área de aplicação

Ativ\An	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Média 81-85	Média 86-90	% 81-85	% 86-90
Exp-Prod.	12	11	11	20	17	22	27	24	21	12	14,2	21,2	14,52	16,43
Conjunto Ind.	17	11	18	19	21	18	20	20	20	25	17,2	20,6	17,59	15,97
Refino-Petroqu.	46	59	44	54	65	62	65	86	84	92	53,6	77,8	54,81	60,31
Energia	23	9	7	15	10	11	11	3	9	13	12,8	9,4	13,09	7,29
Total	98	90	80	108	113	113	123	133	134	142	97,8	129		

Source: IFP

A área principal de aplicação das patentes é a indústria petróleo e petroquímica. Os campos conexos, nos quais o IFP trabalha tradicionalmente como as energias renováveis e de motores ocupam menos de 10% dos pedidos. Observa-se, no entanto, uma certa recentragem desses pedidos para o *downstream* que passaram de 54,6%, na primeira metade da década de 80, para 60%, durante a segunda metade.

Essa intensa atividade no campo da pesquisa aplicada custa bastante ao IFP. Em 1992, o Instituto gastou 211,1 milhões de Francos, unicamente em valorização. Esse número ainda não inclui os gastos com os pedidos e registro de patentes. Podemos afirmar, consequentemente, que os recursos que o IFP obtém com a transferência de tecnologia ao setor produtivo estão longe de cobrir os seus gastos com P&D. A legitimidade dessa organização se situa do lado das externalidades que gera para o setor produtivo e a sociedade.

2.3 Transferência e difusão de tecnologia

O problema central de um órgão público de pesquisa é fazer com que a tecnologia que gera encontre usuários, do lado das empresas. A indústria do petróleo não apresenta uma estrutura de mercado concorrencial, uma vez que existe um virtual oligopólio das grandes companhias, principalmente francesas. Todavia, essas companhias não costumam ser clientes garantidos e estão longe oferecer um mercado suficiente. Para transferir e difundir sua tecnologia, o IFP se associou desde muito cedo com as empresas para-petroleiras. A importância do setor para-petroleiro é tanto maior que as companhias petroleiras tem uma predisposição crescente em externalizar um grande número dessas atividades, sobretudo no *upstream*. Estima-se que, em 1991, dois terços dos investimentos em exploração e produção eram subcontratados junto a empresas para-petroleiras (Valentin & Trouvé, 1993). O que significa que no *upstream*, grande parte da tecnologia está, ou incorporada em equipamentos e materiais, ou nas mãos das

empresas prestadoras de serviços. Dado os estreitos laços existentes entre fornecedores e usuários, as companhias petroleiras desenvolvem a tecnologia conjuntamente com os fornecedores.

O IFP buscou, desde muito cedo, realizar projetos de pesquisa em associação com a indústria, para garantir a posterior adoção dessa tecnologia. Assim, 80% dos projetos são feitos em associação com a indústria. Ademais, existem mecanismos de consulta e de coordenação do esforço de P&D, que datam do final dos anos 60 e começo dos 70, chamados de contratos multilaterais de pesquisa. Entre os mais importantes temos o ARTFP (Association de Recherche sur les Techniques de Forage et Production) e o ARTEP (Association de Recherche sur les Techniques d'Exploitation du Pétrole). No começo, participavam desses contratos apenas o IFP e as duas companhias petroleiras nacionais, adicionando-se Gaz de France (GdF), como parceiro; porém, as empresas para-petroleiras foram sendo progressivamente incorporadas.

No entanto, o IFP teve uma certa dificuldade em achar parceiros, do lado dos para-petroleiros, quando se tratava de colocar no mercado importantes inovações. É nesse contexto que devemos entender a criação de filiais para-petroleiras, que são na realidade "spin offs" dessa instituição.

A primeira e a mais importante das filiais do IFP é Technip, uma empresa de engenharia voltada principalmente para o refino e a petroquímica (ver 4.1.1). O Instituto consolidou primeiro sua capacidade de inovação no *downstream*. A transferência de tecnologia de processos industriais para as empresas requereu um importante esforço complementar de engenharia, sobretudo de detalhamento de projeto e de implantação. Essa atividade teve que ser assumida pelos quadros do Instituto antes de ser externalizada. Assim, em 1958, um grupo de engenheiros saiu do IFP para formar uma nova filial, com a finalidade de assegurar essas tarefas.

Essa estratégia de desmembramento das atividades voltadas para a rotina de produção, quando se ultrapassa o estágio do desenvolvimento tecnológico e da experimentação, reproduziu-se diversas vezes no decurso da história do Instituto.

As principais filiais criadas pelo IFP além de Technip foram: Procatalyse em associação com Rhône-Poulenc, em 1959, que produz catalisadores para a indústria do refino e petroquímica; Franslab, em 1960, uma empresa de estudos de reservatórios; Beicip, em 1967, voltada para a cooperação internacional; Géomécanique, em 1963, voltada para a tecnologia marinha; e, finalmente, em 1971, o IFP e Géomécanique criaram Coflexip, voltada para a produção de tubos e dutos submarinos flexíveis.

As filiais foram juntadas numa Holding chamada de ISIS (Internationale des Services Industriels et Scientifiques), constituída em 1975, inicialmente com 100% de capital IFP. Essa

participação reduziu-se hoje a 57%, o resto estando quase completamente com ELF (39%). ISIS tinha participações acionárias em outras importantes empresas para-petroleiras, tais como CG Doris (ver 4.1.2).

A criação de empresas no para-petroleiro representa um meio eficaz para que o IFP possa assegurar a difusão das tecnologias mais importantes que gera, sobretudo no *upstream*. No *downstream*, Procatalyse desempenha um papel importante, uma vez que o Instituto tem uma importante divisão de catalisadores trabalhando em associação com essa empresa. Ao passo que Technip, mesmo sendo uma filial, tem um papel mais tímido no processo de difusão dos processos desenvolvidos pelo Instituto. Coflexip (ver 4.1.10), por seu lado, constitui um caso exemplar para a tecnologia do *upstream*, uma vez que essa filial tem um papel importante na industrialização da tecnologia de dutos flexíveis, que é um dos maiores sucessos tecnológicos do IFP.

Mais recentemente, no mesmo espírito, o IFP lançou a empresa Nomad, cuja função é de industrializar o bombeio multifásico, uma tecnologia de produção submarina desenvolvida pelo Instituto em associação com as companhias petroleiras. Essa empresa é formada por três acionistas principais: a Single Buoy Moorings (50%), ISIS (33%) e Coflexip (17%). O bombeio multifásico representa uma inovação importante, que resulta de um programa de pesquisa de vários anos do Instituto. Sua colocação no mercado depende ainda fortemente do apoio do Instituto, uma vez que Nomad nada mais é que uma personalidade jurídica. Sua sede se situa no IFP e a montagem e o teste das primeiras unidades deverá ocorrer nas plantas de ensaio e de teste do Instituto. Somente com a fabricação de várias unidades é que a produção poderá ser transferida para local próprio.

A estratégia do IFP foi reproduzida pelo CEA. Este representa outro significativo exemplo de política industrial e tecnológica, levada a cabo a partir de um centro público de P&D, que gerou um importante parque industrial em torno de si. Em 1992, ISIS juntava um conjunto de 11 empresas com um faturamento de 10.230 milhões de francos et um contingente de 7.689 trabalhadores. A título de comparação, o CEA Industries (a Holding industrial do CEA) tinha um faturamento de 39.200 milhões de francos e empregava 39.786 pessoas. No entanto, em 1991 o orçamento desse órgão de pesquisa era quatorze vezes superior ao do IFP¹⁶. Isso dava um impacto econômico três vezes superior, no caso do órgão petroleiro, para um mesmo gasto em P&D.

Convém analisar as áreas onde se efetua a difusão de tecnologia. De fato, existe uma estreita relação entre os mecanismos de difusão e as áreas de aplicação. No *upstream*, as empresas tem uma forte predisposição em cooperar com o IFP; o que possibilita a

¹⁶ Em 1991, o orçamento do CEA era de 20.200 milhões de francos.

consolidação de programas eficazes de cooperação para a geração de tecnologia e industrialização.

Ao passo que no *downstream*, área em que o IFP realiza o maior número de patentes, a situação é bastante diferente (Tabela 5). Nessa área, a cooperação é muito mais difícil. Isto requer um envolvimento direto do Instituto na industrialização dos processos. Para isso, ele dispõe de escritórios no exterior, os quais servem para estabelecer os contatos comerciais, e mobiliza importantes recursos na valorização dos projetos industriais. Ao todo até 1992, já haviam sido industrializados 960 processos de refino, petroquímicos e de proteção ao meio ambiente, sendo que apenas 72 o foram na França. Esse maior envolvimento do Instituto parece ser tão mais relevante que não há na França uma indústria para-petroleira predisposta a desempenhar esse papel, nem mesmo sua filial Technip.

Essa diferença entre as formas de difusão tem uma relação estreita com a natureza das tecnologias envolvidas que diferem substancialmente do *downstream* para o *upstream*. Voltaremos a esse ponto quando abordarmos os mecanismos de cooperação tecnológica no sistema de inovação francês.

Ultimamente, a atividade de difusão tecnológica parece estar mudando de natureza e ampliando o seu espectro de ação para fora do âmbito setorial, em função dos novos rumos das políticas governamentais. Os Centros Técnicos Industriais, que são os antigos Institutos profissionais entre os quais está o IFP, desenvolveram, desde o fim dos anos 80, uma nova política que consiste em privilegiar as relações com as PMI (pequenas e médias empresas industriais com menos de 500 empregados). Nesse contexto, a função desses centros mudou bastante de natureza, pois trata-se de fornecer a essas empresas uma vasta gama de serviços de infra-estrutura, necessária ao seu desenvolvimento tecnológico, tais como: monitoramento tecnológico, marketing, acesso aos grandes programas europeus, análise e ensaio, normalização, certificação, documentação, conselho e assistência técnica, etc. Deve-se mencionar, entretanto, que muito desses centros exercem atividades semelhantes desde a sua criação. O próprio IFP dispõe de um importante setor de documentação que presta serviço à profissão. Mas não podemos esquecer que essa nova orientação da política governamental representa um enfraquecimento do modelo de SNI, no qual a pesquisa pública costumava desempenhar um papel de vanguarda no processo de inovação. Essa nova orientação tende a restringir o papel das instituições públicas de P&D ao suporte da difusão tecnológica para atores menos preparados.

Mesmo assim, no caso do IFP, essa política tecnológica assumiu uma dimensão específica. Esse Instituto é o maior dos centros técnicos profissionais e o que faz proporcionalmente mais P&D. Ultimamente, ele veio encontrando certos limites a sua vocação setorial que se devem a perda de importância da indústria do petróleo. Veremos mais adiante que, ao longo da década de 80, a P&D não petroleira passou a ocupar um espaço cada vez maior: motores

principalmente. A orientação para as PMI foi também um meio de realizar essa diversificação inter-setorial, dado que essas empresas não se circunscrevem ao âmbito da indústria do petróleo. Nesse contexto, entre 1989 e 1992, o IFP estabeleceu 700 contatos diretos com essas empresas resultando na assinatura 110 contratos de colaboração (CTI, maio de 1992). Informações mais recentes mostravam que o número de contratos chegava a 150 (Le Monde, 11 e 12 de junho de 1994). A metade desses contratos diziam respeito à transferência de tecnologia desenvolvida pelo IFP. Ao passo que a outra metade eram parcerias, na qual o IFP ajudava as PMI a desenvolver e por em funcionamento produtos e processos concebidos inicialmente por elas. A cooperação tecnológica, a mão dupla, representa uma importante singularidade da relação que esse órgão de pesquisa pública estabelece com o ambiente externo. Mas sobretudo, devemos reter que essa relação é mais intensa ao nível da inovação, ao passo que os outros centros técnicos atuam muito mais como prestadores de serviços de infra-estrutura tecnológica.

2.4 Autonomia de pesquisa e associação com a indústria

A atividade inovadora possui um importante componente de risco. Esse risco pode ser comercial ou tecnológico. Tais riscos tendem a ser subestimados pelos centros públicos de P&D que sempre deram uma grande prioridade a certos objetivos como o desenvolvimento de tecnologia nacional e se prevaleceram do atraso tecnológico nacional para ensaiar estratégias de *catching up*. Esse tipo de estratégia oriunda do mais puro colbertismo foi fortemente criticada pela sua propensão em engendrar "elefantes brancos". Os casos exemplares de fracasso comercial ou mesmo tecnológico são: as centrais nucleares grafito-gás, o Concorde, o Plano Calcul, o Sobreregenador Superphoenix. Eles se devem a que, na maior parte dos casos, os órgãos públicos de P&D prevaleceram no processo decisório do grande programa tecnológico. É o que Cohen define como sendo a lógica "equipementeira" em contraposição a "lógica do mercado"¹⁷.

Essa lógica vanguardista do órgão de pesquisa pública se aplica com menor intensidade ao IFP. De fato, sua natureza de Instituto de pesquisa profissional o diferencia profundamente do CEA e do CNET. Nesse tipo de organização, as empresas do setor participam de sua gestão, o

¹⁷ Esse autor afirma que o sucesso da política de telecomunicações, como a nuclear, para o *catching up* deve-se a que os centros públicos de P&D foram postos em seu devido lugar. Sobre as Telecomunicações ele afirma "O resultado do comprometimento acelerado é extremamente contraditório pois a DGT (Direction Générale des Télécommunications) pôs de lado o CNET (órgão de P&D) no momento em que este podia finalmente propor uma tecnologia francesa, e escolheu fornecedores estrangeiros para depois afrancesá-los, buscando sempre contemporizar suas matrizes". No que diz respeito ao nuclear "No entanto, o sucesso da empreitada (grande projeto) passou pelo fracasso da tecnologia nacional, pelo conflito agudo entre agência pública de pesquisa (CEA) e a concessionária (EDF), e pela aliança contra a natureza da concessionária e de uma empresa sob controle estrangeiro (Framatome do grupo Schneider então controlada pelo Barão Empain)". (Cohen, 1992, p. 94 e 101. tradução do autor).

que certamente limita o voluntarismo. No entanto, essa lógica já tem se manifestado pelo passado.

O programa tecnológico do "flexoforage", promovido no quadro do Programa Marine, representa uma boa ilustração dessa lógica. Esse programa mereceu o apoio do CEM, no começo dos anos 60. O flexoforage, concebido e desenvolvido pelo IFP, pretendia revolucionar o processo produtivo da perfuração, e substituir-se ao processo "rotary" que era hegemônico desde o começo do século. A técnica da turbo-perfuração já havia sido desenvolvida pelos soviéticos, logo após da segunda guerra mundial. Ela aumentava a velocidade de perfuração, ao colocar uma turbina sobre a broca, no fundo do poço. A turbina era acionada a partir da injeção de lama em alta pressão. O IFP retomou essa tecnologia, através de acordos de cooperação com a URSS, e tentou acoplá-la a tubos flexíveis. Estes, desenvolvidos pelo IFP, permitiriam que a perfuração fosse contínua sem interrupção para a colocação dos tubos, como ocorre com o método "rotary". A perfuração flexível juntaria duas tecnologias revolucionárias, a turbo-perfuração e o uso tubos flexíveis. Essa técnica foi testada em projetos experimentais na URSS e na Holanda, mas não foi mais longe em razão de enormes dificuldades técnicas que enfrentou. A aposta da turbo-perfuração, resultou também ser equivocada, dado finalmente que até hoje a tecnologia "rotary" é absolutamente hegemônica.

No entanto, esse projeto tecnológico teve importantes desdobramentos para a história do IFP. A partir dele esse Instituto desenvolveu todo um conjunto de conhecimentos sobre perfuração dirigida e tubos flexíveis que colocaram a França na vanguarda da tecnologia do petróleo. Os tubos flexíveis estão na base da experiência bem sucedida de Coflexip, que abordaremos a seguir, ao passo que a técnica da perfuração dirigida foi explorada por uma filial do IFP com Elf, a Horwell. Esta empresa não teve o mesmo sucesso, a pesar da enorme aceitação da perfuração dirigida e horizontal, em razão da dificuldade que ela teve para se apropriar dessa tecnologia, a qual difundiu-se rapidamente aos concorrentes, contrariamente a primeira. Mesmo assim, o IFP criou posteriormente uma filial, a Interwell que atua nessa área, prestando serviços tecnológicos para perfuração.

No passado, o "flexoforage" não foi o único caso em matéria de subvalorização dos riscos de viabilidade econômica dos projetos. Um exemplo de tecnologia desenvolvido e posteriormente abandonada foi o Argyronète, um submarino de apoio ao mergulho, construído em associação com o CNEXO. Mesmo que essa cooperação tenha levado ao desenvolvimento de um novo produto, ela foi posteriormente abandonada. O Argyronète foi vendido a um preço simbólico a empresa Comex (Ver 4.1.9).

Um outro exemplo da mesma época é o das fontes sísmicas marítimas desenvolvidas pelo IFP: o "flexotir" e o "flexochoc". Essa tecnologia não teve futuro frente a do "air-gun" desenvolvida pela CGG (ver 4.1.4).

No campo das energias novas e renováveis e das biotecnologias, os desvios foram ainda maiores, seguindo uma tendência muito forte dentro da indústria do petróleo. Temos o caso dos projetos destinados a produção de proteínas, a partir de petróleo, que foram rapidamente abandonados, quando ficou claro que era muito mais barato produzir proteínas pela rota vegetal. Deve-se mencionar que o IFP não esteve só, sendo acompanhado por BP e por Elf nessa aventura. Mais recentemente, no final da década de 80, o IFP e a ADEME lançaram o projeto de uma unidade piloto para a fabricação de produtos químicos (Soustons) a partir da hidrólise enzimática da celulose. Esse projeto foi abandonado pelo IFP, por não ter correspondido às expectativas, e suas instalações foram cedidas a uma empresa francesa.

A atitude excessivamente voluntarista do IFP parece estar perdendo fôlego através de vários mecanismos que atuam como balizas. Existe uma preocupação crescente em fazer estudos de viabilidade econômica antes e durante o decurso dos projetos para se prevenir desse tipo de derrapagem. De modo que o Instituto criou um departamento de estudos econômicos no começo dos anos 80, consolidando uma atividade que já existia desde o início dos anos 60. Por outro lado, através de seus escritórios no exterior, o IFP realiza monitoramento tecnológico para acompanhar de perto o que fazem seus concorrentes. Essa atividade tem a finalidade de evitar que o Instituto repita o que os concorrentes estão fazendo e de acompanhar mais de perto as demandas do mercado. Além do mais, a supervisão dos programas de P&D, por atores da indústria francesa, desempenha um papel crescente. Nesse sentido, desde o começo dos 80, as empresas nacionais por meio dos Comitês, COPREP-CEP&M e COPRU, tem assento nas comissões de controle e de orientação dos programas e do orçamento do Instituto. Duas vezes ao ano essas comissões se reúnem para fazer críticas e sugestões aos programas de P&D do IFP.

2.5 Organização setorial da demanda tecnológica

Em sua política de pesquisa, o IFP atende a demandas sociais mais amplas, associada aos objetivos sócio-econômicos do país, e a demandas mais específicas, oriundas das empresas da indústria do petróleo. Por outro lado, esse órgão de pesquisa tem uma dinâmica própria que deriva da lógica cumulativa de determinadas trajetórias tecnológicas.

As demandas sociais mais amplas desempenham um papel determinante, quando é feita a divisão dos recursos por grandes áreas de aplicação. De forma que, ao longo dos últimos decênios, houveram variações significativas entre essas áreas em virtude de alterações dessas demandas.

Antes do primeiro choque do petróleo, a principal área de atuação do Instituto era o *downstream* (refino e petroquímica) com 46% dos gastos (Tabela 6). A área chamada de aplicações, que juntava aerotermia, calefação, motores, pilhas de combustível, novos

combustíveis e lubrificantes, algas, materiais orgânicos, estocagem e transporte, ocupava uma parcela crescente desse gasto, 18% em 1972. Pode-se dizer que o primeiro choque do petróleo pegou o IFP num momento em que ele buscava se diversificar para fora da cadeia petroleira.

Após o primeiro choque, houve um crescimento das despesas destinadas ao *upstream*, ao mesmo tempo em que o IFP manteve um nível elevado de gastos em aplicações (Hidrogênio, produção de proteínas a partir do petróleo, economias de energia, modelização de motores). Em decorrência dessas prioridades, houve um declínio em termos relativos do *downstream*. Deve-se, no entanto, salientar que parte, desse retrocesso, se deveu a separação das despesas de valorização das de refino e petroquímica. Mesmo assim, o *downstream* caiu de 46%, em 1970, para 40%, em 1977.

O segundo choque do petróleo representou uma segunda ruptura. O IFP aumentou ainda mais suas atividades de pesquisa no petróleo, as aplicações caíram abruptamente, mas em benefício do *upstream*. Em 1980, exploração-produção chegou a alcançar 50% dos gastos de P&D do Instituto. O nível total de despesa real aumentou aceleradamente. Enquanto esses gastos haviam aumentado de 9,6%, entre 1973 e 1979, sob o impacto do primeiro choque do petróleo, eles cresceram de 33% entre 1977 e 1981, em decorrência do segundo choque. As despesas em exploração-produção aumentaram durante esse segundo período de 52%.

O aumento dos gastos nas atividades de exploração-produção não foi muito duradouro. A participação dessa área, no gasto total, caiu para 39% em 1985. O declínio também ocorreu em valores reais: esses gastos decresceram de 16% entre 1981 e 1985. Desde então as despesas em exploração-produção tenderam a estabilizar-se, no mesmo nível. Mais especificamente, foi o campo da exploração, o que mais sofreu com o retrocesso, verificando-se uma queda de 41,7% das despesas entre 1981 e 1986. Trata-se, na realidade de uma perda de interesse pelas técnicas de avaliação de novas bacias. Ao passo que as tecnologias de reservatórios se beneficiaram de um nova onda de interesse, em virtude de seu potencial em termos de redução de custos. Nessa área, as técnicas de recuperação assistida perderam espaço, principalmente os métodos químicos (Combustão in situ, injeção de polímeros, de CO₂ e de surfactantes), enquanto as técnicas de injeção de vapor e gás natural e de estudo de reservatório, com o uso de recursos informáticos, passaram a atrair mais recursos.

Tabela 6 : Setores de Aplicação dos Gastos em P&D (mil FR 92)

										% do Total			
	Evaluac.	Explorac.	Reservat.	Conjunto Indust.	Refino Petroqu.	Quimica Fina	Aplicac.	Valorizac.	Total	Exp-Prod.	Refino Quimic	Aplicac	Valorizac
1970	0		267880		317444		81483	0	686807	41,92	46,22	11,86	
1971	0		269835		327372		106887	0	704094	38,32	46,50	15,18	
1972	0		279902		301065		131089	0	712056	39,31	42,28	18,41	
1973	0		300294		312284		112732	0	725311	41,40	43,06	15,54	
1974	0		295574		314708		118195	0	728476	40,57	43,20	16,22	
1975	0		319241		320921		121782	0	761944	41,90	42,12	15,98	
1976	0		333708		217724		131390	105810	788633	42,31	27,61	16,66	13,42
1977	0		341255		222454		133419	98071	795199	42,91	27,97	16,78	12,33
1978	0		348238			363591		93578	805408	43,24	45,14		11,62
1979	10121	143012	84927	120790	149392	82947	82727	98568	772483	45,14	30,08	10,71	12,76
1980	9300	200921	103076	157715	158102	87964	86414	111989	915481	50,43	26,88	9,44	12,23
1981	11792	244903	117581	158939	224394	81178	92287	127835	1058909	49,24	28,86	8,72	12,07
1982	12226	209523	119509	146101	262400	94446	96432	121649	1062266	44,73	33,59	9,08	11,45
1983	12964	215641	134375	140508	255508	106078	103430	116872	1085175	45,20	33,32	9,53	10,75
1984	13107	220610	143007	136000	273687	114069	114586	134702	1149769	43,45	33,72	9,97	11,72
1985	13859	168269	136749	134173	291036	111116	120192	124485	1098879	39,93	36,56	10,93	11,32
1986	16963	142749	169473	137015	271841	113124	116111	107032	1064108	41,28	36,16	10,91	10,06
1987	15714	152633	168693	150553	257893	121205	117739	122129	1106559	42,64	34,26	10,84	11,04
1988	0	331142		162864		366659	131622	148991	1141288	43,28	32,13	11,53	13,05
1989	0	311973		155660		359433	116650	162300	1108016	42,20	32,44	10,71	14,65
1990	0	316317		147102		375073	136783	175217	1150491	40,26	32,60	11,89	15,23
1991	0	312628		149070		383133	151825	185393	1182049	39,06	32,41	12,84	15,68
1992	0	319400		145500		374800	174500	211300	1225500	37,94	30,58	14,24	17,24

Fonte: IFP

O *downstream* também presenciou um certo renascimento, depois do declínio que havia sofrido após o primeiro choque. Frente às mudanças da demanda (derivados mais leves, estagnação global, restrições ambientais crescentes) e do lado da oferta (brutos mais pesados), as refinarias europeias e francesas sofreram importantes transformações: redução da capacidade de produção, aumento da taxa de conversão, introdução de oxigenados. Tudo isso implicou em importantes demandas tecnológicas por novos processos, catalisadores, etc. Em 1985, o refino e a química recuperaram um certo espaço dentro do gasto global, 36%. O crescimento em termos reais é ainda mais impressionante: + 80% entre 1977 e 1985.

O contra-choque do petróleo, em 1986, demarcou uma nova etapa para a pesquisa no IFP. Em primeiro lugar, esse evento consolidou uma preocupação crescente com a redução dos custos de descoberta e de produção de petróleo. Isto levou o Instituto a reforçar certas linhas de pesquisa associadas a tecnologias emergentes como a sísmica 3D, o estudo da dinâmica de reservatórios e de novas técnicas para a perfuração horizontal. Mais recentemente, na década de 90, os montantes destinados a sub-área de conjunto industriais decresceram, em virtude das dificuldades crescentes de industrialização das inovações num mercado em estagnação e extremamente competitivo.

Por causa da crise que assola a indústria do petróleo desde o contra-choque, as novas escolhas se efetuaram, sobretudo, no campo da diversificação. De forma que a área de aplicações recuperou espaço desde 1985. Isto se deveu fundamentalmente a importância que assumiram certos programas, sobretudo o de motores, dentro do Instituto. No começo do decênio, em 1981, entrou em funcionamento o Groupement Scientifique des Moteurs (GSM) que reunia o IFP, Renault e Peugeot junto com uma série de laboratórios especializados. Os projetos dessa área passaram a ocupar um lugar crescente dentro do orçamento do Instituto. A importância do programa de motores foi crescendo, porque ela estava associada a novas prioridades: economias de energia e redução das emissões poluentes. Na programação mais recente do Instituto está previsto que a área de aplicações deva aumentar ainda mais sua participação no orçamento de P&D, em detrimento da sub-área de conjuntos industriais.

Essa curta recapitulação nos permitiu perceber quais foram as principais prioridades no campo da pesquisa nos últimos decênios. Na verdade, essas prioridades acompanharam demandas que provinham da sociedade. Tanto o primeiro como o segundo choque do petróleo trouxeram novas demandas, que a sua vez afetaram a repartição dos volumes; primeiro a exploração-produção; depois, na sequência, o *downstream* para realizar o ajuste do parque de refino; finalmente, o contra-choque de 1986 colocou uma nova prioridade com o programa de motores. Mesmo assim, o elemento endógeno não pode ser ignorado, o qual se traduz pelo peso de certas escolhas feitas no passado. O programa dos motores foi tipicamente uma iniciativa precursora do IFP, pois ele teve início no começo dos anos 70. Foi baseando-se nessa capacitação tecnológica, que esse órgão de pesquisa se sentiu habilitado em deslanchar

um programa de pesquisa nessa área. Portanto, o Instituto só se tornou um ator importante porque ele estava dotado de uma capacitação tecnológica suficientemente diversificada para explorar certas oportunidades oriundas de demandas sociais.

3. As Companhias Petroleiras

As companhias petroleiras francesas são os principais pilares do esforço de P&D francês junto com o IFP, em matéria de petróleo. Elas somam um esforço, nesse campo, que corresponde em gasto ao do Instituto (Tabela 2). Essa proporção era bastante superior, durante o começo da década de 80, porém ela veio decrescendo desde então. Não é fácil ter uma ideia muito precisa de como o esforço de P&D estritamente petroleira se reparte entre as duas companhias francesas. Esse esforço está dividido aproximadamente entre dois terços de Elf e a um terço de Total. Tal desproporção indica diferenças importantes de estratégia entre as duas companhias. Na verdade, as diversas posturas frente a P&D se relacionam com estratégias industriais e culturas tecnológicas próprias, as quais configuram as trajetórias dessas empresas.

3.1 Elf: uma estratégia voltada à inovação

Elf resulta da fusão de várias empresas públicas constituídas em torno do conjunto BRP e RAP. Esses dois órgãos, que representavam uma mistura de administração com empresa, beneficiaram-se de importantes ajudas públicas, ao servirem de instrumentos para interesses vitais da política energética francesa. Por essa razão, eles sempre tiveram uma postura muito pioneira e voluntarista. Elf é o caso clássico de empresa pública, cuja cultura se estabeleceu no pós-guerra quando uma nova elite ascendeu ao poder com o gaullisme. Desde sua criação, as elites desses dois órgãos tiveram duas preocupações maiores:

- achar petróleo em solo francês e nas colônias
- diversificar-se para atividades complementares.

O primeiro imperativo estava relacionado com a missão original dessas duas administrações, que vieram de certa forma preencher o vazio deixado pelo setor privado e até pelo próprio setor público (CFP). O segundo imperativo se fincou muito mais claramente na filial SNPA, que foi incorporada a Elf em 1976. De fato, essa empresa ficou a cargo da exploração do campo de gás natural de Lacq, que foi a maior descoberta de hidrocarbonetos feita em solo francês. Em virtude das características desse gás natural e da estreita relação que essa empresa estabeleceu com o desenvolvimento da região da Aquitaine, ela foi levada a se diversificar para a química, para tornar a exploração economicamente rentável e ao mesmo tempo engendrar

uma atividade sustentável para a região. Essa estratégia permitiu a SNPA melhorar a qualidade do desenvolvimento que ela estava engendrando e legitimar-se frente a sociedade.

Graças a sua estratégia ofensiva e pioneira, por um lado, e graças aos dois choques do petróleo, por outro, Elf passou da situação de uma empresa problemática que enfrentava constantes déficits para outra muito melhor, isto apesar da crise argelina que a penalizou particularmente (Chatain, 1983). De fato, depois da independência desse país, a sua estratégia consistiu basicamente em buscar novas zonas de produção, principalmente no Golfo de Guiné e no Mar do Norte. Essa escolha foi muito feliz, não somente por causa dos dois choques do petróleo, que elevaram o preço do bruto, mas também em razão das condições muito rentáveis na qual essa companhia passou a valorizar seu bruto¹⁸. Ao lado disso, e com maior intensidade ainda, a produção de gás natural do campo de Lacq alcançou o auge nos anos 70, permitindo que Elf tirasse proveito dos preços altos da energia e fizesse elevados lucros. A partir dessa bonança financeira, a companhia francesa aumentou seu esforço em exploração e produção e, por outro lado, consolidou sua estratégia de diversificação.

3.1.1 P&D e diversificação

Temos que situar o esforço de P&D de Elf dentro do contexto de uma estratégia ofensiva voltada ao mesmo tempo para a produção e a diversificação. Essa empresa quando montou seu Departamento de P&D, em 1979, destinava 0,94% de seu faturamento a P&D. Desse esforço, 48% destinava-se a área de petróleo. Ao longo da década de 80, essa empresa aumentou paulatinamente esse esforço até chegar 2,3%. Em termos relativos (P&D/faturamento), ela é líder incontestável mundial, entre as grandes companhias petroleiras internacionais, enquanto em termos absolutos ela ocupa o segundo lugar, logo atrás da Royal Dutch Shell (Tabela 7).

¹⁸ De fato, Elf obteve a partir de sua produção no Gabão e posteriormente do Mar do Norte elevadas margens de lucro. A causa foi que sua postura pioneira possibilitou a descoberta de novas regiões produtoras onde a fiscalização ainda não era tão desenvolvida. A empresa, no caso do Golfo de Guiné, também trabalhava só, o que lhe permitiu se apropriar completamente dos lucros (Chatain, 1983).

Tabela 7: Patentes concedidas nos Estados Unidos (média 1988-92) e gastos de P&D em 1992 (milhões de dólares)

Empresa	Número	Solidez (*) Tecnologica	Impacto (**) Científico	Gastos de P&D	P&D/ Faturamento (%)
Mobil	336	439	0,43	326	0,57
Shell	312	286	0,65	881	0,90
Exxon	226	200	0,69	624	0,60
Elf	182	133	0,92	758	2,07
Amoco	182	169	0,49	300	1,18
Philips Petr.	154	139	0,56	96	0,80
Texaco	146	126	0,26	250	0,68
BP	135	89	0,94	556	0,95
UOP	110	106	0,72	--	--
ARCO	104	98	0,46	89	0,51
Chevron	81	78	0,61	229	0,61
Unocal	76	97	1,75	50	0,56

(*) número de patentes multiplicado pelo índice de solidez tecnologica que é o número de patentes citadas em outras patentes.

(**) número de referências por patente em revistas ou outras publicações científicas.

Fonte: Business Week

A produtividade de Elf é destacável, em termos de patentes concedidas, onde ela se posiciona em terceiro lugar, atrás Thomson e Rhône-Poulenc e na frente de Alcatel (Tabela 4). É verdade que a maior parte dessas patentes são de áreas externas ao petróleo.

O aumento do esforço em P&D, no decorrer da década de 80, se concentrou fortemente em áreas externas ao petróleo. De maneira que a participação do esforço de pesquisa nesse campo caiu de 48%, em 1979, para 15%, em 1990. Isto demonstra claramente a estreita ligação que houve entre a estratégia de diversificação e o esforço de P&D. Elf é um caso especial de companhia petroleira que apostou na sua própria capacidade de inovação para diversificar suas atividades. Sobre este aspecto ela se diferencia bastante de Total.

A opção da inovação se fez com a escolha de determinadas áreas de diversificação com forte conteúdo tecnológico. De fato, ao invés de ter seguido a trilha das outras grandes companhias petroleiras que fizeram da diversificação uma operação de portfólio, alocando capitais sobreabundantes, originários dos altos preços do petróleo, em áreas muito diversas

como energias de substituição e mineração, Elf optou por uma estratégia de diversificação baseada na valorização de inovações geradas em seus próprios laboratórios¹⁹.

A estratégia de diversificação de Elf seguiu uma lógica que combinou verticalização com atividades de alto valor agregado. Ela foi se "verticalizando" a jusante orientando-se, primeiro, para a química de base e os grandes intermediários, dirigindo-se progressivamente para a química fina, a farmacêutica e as biotecnologias. Elf se tornou dessa forma o grupo químico francês mais verticalizado, com atividades que se estendem da química de base até os produtos de maior valor agregado. Elf criou duas importantes subsidiárias para atuar nessas áreas: Atochem que é seu braço químico e Sanofi que controla as atividades farmacêuticas, de cosméticos e de biotecnologias. Essa estratégia teve uma dupla vantagem. Em primeiro lugar, ela não implicou numa ruptura com a base tecnológica da empresa (fundamentalmente a química e a geologia). Isso permitiu que ela consolidasse um processo de aprendizagem tecnológica interno. Por outro lado, essa diversificação dirigiu-se a produtos com alto valor agregado e demanda fortemente elástica.

Entretanto, a estratégia de diversificação de Elf nem sempre foi tão eficaz e bem sucedida. De forma que a diversificação na mineração se assemelhou bastante a de outras grandes companhias petroleiras. A sua participação na produção de níquel (Société Le Nickel), da qual ela acabou se desfazendo, penalizou fortemente Elf. Outra experiência negativa foi a compra de Texas Gulf, no começo dos anos 80, que custou, na época, 2,5 bilhões de dólares. São dois exemplos sintomáticos de erros cometidos na tentativa de criar um braço mineiro para o grupo.

Atualmente, a química de base e de especialidade ocupa um lugar de destaque entre as áreas de diversificação de Elf, aproximadamente de 1/5 do faturamento do grupo (Tabela 8).

¹⁹ Ver a respeito as estratégias de diversificação das companhias petroleiras, após o primeiro choque, seus fracassos, retiradas e recentragens (Chevalier et alii, 1986)

Tabela 8: Faturamento , Margem Bruta e Investimentos Fixos pelos Principais Setores de Atividades de Elf em 1992 (milhões de Fr).

	Exp-Prod	Refino-Dist Comerc.	Química	Saúde Higiene Biotec.	Ajuste Holding	Total Consolid.
Faturam.	17.629	113.068	48.425	21.441	--	200.563
Margem Bruta	7.573	896	1.567	1.928	35	11.999
Invest.	13.469	2.649	3.702	1.080	20	20.920

Fonte: Elf

Dos 48 bilhões de francos de faturamento das atividades químicas, 20 são oriundos da química de base (petroquímica, grandes plásticos, cloroquímica, PVC e adubos), 25 da química de especialidades e 3,5 de Texas Gulf que produz fosfatados. A posição de Sanofi é destacável: 10% do faturamento do grupo. As vendas dessa filial se dividem entre: 54% para a farmacêutica, 36% para as bio-atividades e 10% nos cosméticos.

Essa diversificação bastante avançada, ao longo da cadeia produtiva do petróleo e da química, possibilitou que Elf enfrentasse as incertezas e oscilações da indústria do petróleo, decorrentes de constantes variações dos preços e da demanda que se manifestaram nos diversos níveis da cadeia produtiva²⁰. Durante os anos recentes, o resultado operacional de uma área compensou o de outra (Tabela 9). Desta maneira, a química que tinha se destacado até recentemente entrou em profunda crise no começo dos anos 90, enquanto o setor farmacêutico se tornou cada vez mais rentável, mas com uma perspectiva de queda nos anos vindouros, em razão da saturação da demanda pública.

²⁰ A diversificação e a consolidação de Elf na química contou com um forte apoio do Estado. A associação entre Elf e Total, na década de 60, para formar o grupo químico ATO foi fortemente incentivada pelo Estado. Posteriormente, a começo da década de 80, a reestruturação desse grupo e a formação de ATOCHEM, com o reagrupamento de várias empresas e a transferência da parcela de Total, fez-se sob a supervisão do Ministério da Indústria. Finalmente a divisão de ORKEM e EMC entre Elf e Total, no final dessa década encerrou um ciclo de transformações no qual as duas companhias petroleiras francesas consolidaram-se como importantes grupos químicos.

Tabela 9 : Margem Bruta dos Principais Sectores de Atividade 1988-93
(milhões de Fr.)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993(*)
Exp-Prod	3.672	7.790	11.766	9.400	7.573	4.100
Ref-Dist	180	1.212	1.359	4.600	896	1.400
Química	5.564	2.298	5.730	3.200	1.567	(800)
Higiene-Saúde	1.436	1.312	1.576	1.600	1.928	1.800
Total	10.809	12.844	20.471	18.800	11.999	6.500

(*) Estimativa

Fonte: Elf

As atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo são proeminentes para a rentabilidade da empresa, o que explica porque os investimentos estejam voltando-se cada vez mais para o *upstream*.

A estratégia pioneira de Elf, tanto no campo do petróleo como fora dele, conhece um certo esgotamento, por causa de um excesso de investimento. A companhia petroleira adquiriu várias empresas e se comprometeu com grandes volumes de investimentos cuja rentabilidade é bastante longínqua. Deste modo, entre 1988 e 1991, o volume de investimentos pulou de 23,7 bilhões de francos para 43,5, para em seguida se retrair a 29,9, em 1992. A relação dívida/ativos cresceu de 13%, em 1989, para 50%, em 1993. Esse excesso de voracidade está gerando, sem dúvida, enormes problemas para a empresa que está sendo obrigada a desfazer-se de ativos e desacelerar o ritmo de investimentos. O caso mais ilustrativo talvez seja o projeto da refinaria de Leuna, na Alemanha do Leste, no qual a empresa francesa comprou uma rede de distribuição, comprometendo-se com a Tyssen em modernizar uma refinaria, investindo nela um montante de 2,5 bilhões de dólares²¹.

3.1.2 A P&D na área do petróleo

Apenas uma pequena parcela do conjunto do esforço de P&D de Elf se dirige para o petróleo. No entanto, considerando a intensidade do esforço global, o gasto dela em P&D sobre o faturamento é destacável. Essa relação para o setor específico do petróleo, varia em torno de 0,5% (Tabela 10).

Uma característica importante da estratégia de Elf consistiu em dar prioridade ao *upstream*. Essa prioridade esteve presente nessas empresas desde o seu surgimento; porém, só mais recentemente, ela se concretizou no campo da política de P&D. De fato, a proporção desses

²¹ A nova direção de Elf tem buscado se livrar desse projeto ou, em todo caso, atrasá-lo, provocando certos atritos com o governo alemão que exige que essa empresa mantenha seus compromissos.

gastos cresceu de 43%, em 1975, para 54%, em 1980, e chegou a alcançar 80%, em 1985, para em seguida, se estabilizar num patamar inferior de 70%. Essa escolha é uma característica de Elf, que certamente a diferencia das demais companhias petroleiras, inclusive de Total como veremos a seguir²².

Nos últimos decênios, na realidade, o gasto em P&D destinado ao setor do petróleo cresceu pouco em termos constantes (+ 50% nos últimos 20 anos). Porém, essa evolução global esconde importantes mudanças estruturais entre o *upstream* e o *downstream*. Os gastos das áreas de exploração e produção mais do que duplicaram, nesse período, ao passo que os gastos com refino chegaram a cair em valores constantes. O que se destaca nessa evolução histórica é a capacidade que Elf demonstrou, no começo da década de 90, em aumentar a despesa, ultrapassando os níveis do começo da década de 80.

Estão em atividade 4 centros que trabalham com P&D na área de petróleo. Esses centros empregavam, em 1988, 8% da mão de obra de Elf em P&D. O mais importante são os de Pau (exploração e produção) e o de Solaize (refino). Elf-UK criou recentemente um centro voltado especificamente para a geologia em Londres (Geosciences Research Center).

A P&D de Elf tem por objetivo gerar uma parte do conhecimento tecnológico e das habilidades de que necessita; no entanto, a maior parte desse conhecimento é adquirido de fora. A companhia petroleira escolhe certas áreas estratégicas, onde ela detecta importantes ganhos de aprendizagem, porque a tecnologia não está facilmente disponível ou então porque existem importantes oportunidades futuras, em termos de novos mercados.

No campo da geologia, existem dentro de Elf importantes linhas de pesquisa próprias. Sabemos que esses conhecimentos são estratégicos para as companhias petroleiras porque dizem respeito ao seu ativo principal e mais valorizado (as reservas). Os conhecimentos geológicos não são divididos entre companhias. Consciente do impacto que tem para o custo das atividades de exploração o desenvolvimento de novos procedimentos de pesquisa geológica, Elf buscou se afirmar num campo onde as tecnologias são controladas por algumas empresas em nível mundial.

A atividade de pesquisa em geologia se subdivide em duas áreas principais: a pesquisa básica e a pesquisa aplicada. Na pesquisa básica, separamos a geoquímica e a geotermometria que permitem elucidar a natureza da formação de reservatórios de hidrocarbonetos. Nesse campo, percebe-se uma intensa cooperação com os centros de pesquisa universitários.

Na pesquisa aplicada, a geofísica recebe uma atenção crescente voltada para o desenvolvimento de novos métodos e instrumentos. Elf se interessa cada vez mais em

²² Exxon a maior companhia petroleira do mundo, até recentemente, investia 44% do seu gasto de P&D no petróleo, em 1980, e 60%, em 1985.

desenvolver softwares que permitem aperfeiçoar a interpretação de dados sísmicos. Deste modo, o projeto do software "Sysmase" é uma interface que permite uma interpretação dos dados sob a forma de imagens. Depois de uma cooperação com o IFP, o INRIA (Instituto profissional na área de informática e automação) e a Universidade, Elf desenvolveu um software para fazer a integração de dados sísmicos de superfície e de poços. O serviço de petrofísica desenvolveu um modelo de integração dos parâmetros sísmicos com os de propriedade físicas dos poços.

Elf faz P&D no campo da geologia de reservatórios, onde a interação com a pesquisa universitária representa um elemento importante. A constituição de um novo centro de P&D em Londres está fortemente associada com essa preocupação. Nesse país, a empresa nacional dispõe de um campo científico extremamente favorável. Elf coopera também com a Arco e as universidades americanas de Austin e Stanford, nessa área.

Tabela 10: Indicadores de Gasto de P&D de Elf

SNEA : despesas de P&D (milhões de Fr 1992)								P&D/Faturamento por área								% das Despesas de P&D				
	Exp.- Prod.	Refino- Distrib.	Total Petról.	Química	Higiene Saúde	Outros	Total P&D	Fatur. Total	P&D/ Fatur. Total	Fatur.. Petroleo	P&D/ Fatur. Petról.	Fatur. Química	P&D/ Fatur. Quim.ca	Fatur. Hig.& Saúde	P&D/ Fatur. Hig.& Saúde	P&D Exp- Pro	P&D Refino	P&D Petról.	P&D Química	P&D Hig.& Saúde
1970			584																	
1971								39690												
1972								40430												
1973								51445												
1974								100799												
1975	239	319	558																	
1976			581					97089												
1977			585					99931												
1978	328	263	592					99914												
1979	321	238	559	54	385	132	1159	123210	0,94							27,70	20,49	46,20	7,21	33,21
1980	328	279	608	143	543	171	1485	148608	0,99	120035	0,81					22,49	19,05	41,53	9,79	37,04
1981					737		2075	177909	1,17	131948										35,50
1982	488	173	660	295	922	530	2407	175443	1,37	126470	0,52					20,25	7,17	27,43	12,25	38,29
1983	539	155	694	464	995	563	2717	186767	1,45	0						19,86	5,70	25,56	17,08	36,63
1984	513	173	685	728	1169	561	3143	230213	1,37	0						16,31	5,49	21,80	23,16	37,20
1985	573	143	716	715	1234	511	3177	221619	1,43	158625	0,45	39860	1,79	17784	6,94	18,03	4,52	22,55	22,51	38,84
1986	582	133	714	681	1442	533	3370	142988	2,36	96281	0,74	28191	2,42	14812	9,73	17,26	3,93	21,20	20,21	42,79
1987	482	198	679	803	1343	374	3199	147202	2,17	98212	0,69	31081	2,58	14858	9,22	15,06	6,18	21,24	25,10	41,96
1988	447	203	650	879	1473	319	3320	142224	2,33	85278	0,76	37180	2,36	16432	8,96	13,45	6,11	19,57	26,46	44,36
1989	484	190	675	873	1683	342	3553	163062	2,18	98940	0,68	42539	2,05	18717	8,89	13,63	5,36	19,00	24,57	46,81
1990	434	141	575	1206	1734	337	3852	184799	2,08	105933	0,54	57595	2,09	19536	8,88	11,26	3,66	14,93	31,30	45,02
1991	586	185	770	1333	1877	364	4345	204780	2,12	130626	0,59	54123	2,46	20004	9,39	13,48	4,25	17,73	30,67	43,21
1992	629	184	813	1364	2120	365	4662	200600	2,32	130697	0,62	48425	2,82	21441	9,89	13,49	3,95	17,44	29,26	45,47

Fonte: Boy de la Tour, 1989 e Elf

Elf tem uma reconhecida tradição de P&D na área de perfuração. De sua cooperação com o IFP nasceu a perfuração horizontal. Atualmente, a empresa desenvolve uma linha de pesquisa importante de técnicas de análise durante a perfuração. Esses trabalhos são feitos, em geral, em cooperação com outras companhias petroleiras, como a Arco para a diagrafia instantânea. Elf desenvolve junto com Total um programa de pesquisa para a determinação de parâmetros de efluentes de poços. Nessa área, ela também desenvolveu um simulador de poços para testar a resistência das sondas em função da natureza das rochas.

Na área de sistemas de produção, os esforços de Elf se concentram no campo do offshore. Essa companhia desempenhou um papel importante na concepção e industrialização, pela indústria francesa, de sistemas de produção marítimos. A sua participação foi determinante para que Coflexip pudesse industrializar a produção dos tubos flexíveis, cuja primeira aplicação se deu no Golfo de Guiné. No meio dos anos 70, o Departamento de Estudos Marítimos Avançados concebeu sistemas de produção para grandes profundidades (as colunas articuladas). No entanto, a engenharia das plataformas do Mar do Norte foi contratada junto a empresas especializadas (Doris, Coflexip, Amrep, TPG, EMH, ETPM, entre os franceses). Na década de 80, Elf se lançou numa postura mais inovadora. Destaca-se, em particular, o projeto "Platine" de uma plataforma desabitada. O objetivo era de experimentá-las no Golfo de Guiné. Este é também o caso do projeto "Skuld", que consiste num sistema de cabeças de poços submarinas modular, o qual pode ser trocado sem o recurso de mergulhadores. Esse projeto envolveu uma cooperação com Total, Statoil e Norsk Hydro.

No campo do refino, a tradição de Elf é menos importante. O seu esforço é bastante modesto, em relação ao restante da indústria, sendo inferior ao de Total. Esse campo é muito importante para a estratégia de venda de produtos finais, ou seja, para que a empresa consolide uma marca e rede de distribuição própria. Esse carácter de tecnologia proprietária cria uma enorme dificuldade, tanto para realizar pesquisa associada com as demais companhias como para recorrer a pesquisa contratual (externalização). Nessa área, a pesquisa é, essencialmente, executada intramuros. Desde o começo dos anos 80, Elf parece haver tomado a sério essa área em sua política de pesquisa. Por essa razão, importantes inovações foram desenvolvidas em seus laboratórios como os aditivos para o super-carburante sem chumbo (optane) e novos lubrificantes.

Alguns desses desenvolvimentos foram realizados em estreita colaboração com Renault no quadro do COPRU. Essa cooperação se estendeu, posteriormente, a área esportiva. Elf soube tirar proveito das sinergias que existem no campo da inovação entre indústrias complementares, mesmo porque os problemas de apropriabilidade eram mais reduzidos. As políticas da Dhyca, ao permitirem a articulação entre montadoras, companhias petróleo e o IFP por intermédio do COPRU, contribuíram provavelmente para essa sinergia (Ver 5.2).

As pesquisas de *downstream* sobre os novos asfaltos e as de conversão profunda se inscrevem em uma tendência semelhante. Elas envolvem a cooperação com companhias de petróleo. Sendo uma pesquisa de mais alto risco, houve predisposição em associar-se com concorrentes.

A tecnologia de processos tem um lugar importante para o refino. Elf é uma empresa que opera refinarias muito adiantadas do ponto de vista da automação. Ela desenvolveu e aplicou software para sistemas inteligentes que permitem fazer a otimização do consumo energético de equipamentos grandes consumidores de energia, tais como os viscoredutores. No entanto, Elf tem uma presença muito menor no desenvolvimento de processos de refino do que o IFP.

Esses exemplos mostram o caráter extremamente dirigido da P&D de Elf, cuja função não consiste em cobrir o conjunto das tecnologias usadas pela companhia, mas apenas alguns campos considerados estratégicos.

3.2 Total: uma estratégia mais prudente

A antiga Compagnie Française des Pétroles, mesmo pertencendo parcialmente ao Estado, se caracteriza por haver, ao longo de sua história, ter assumido uma estratégia menos ofensiva que Elf. Não obstante, ela desempenhou um papel importante no sistema de inovação francês.

À diferença de Elf, que teve de conquistar o seu próprio espaço no mundo do petróleo, Total dispôs, desde o início, de uma participação na IPC (Irak Petroleum Co). De forma que essa companhia contou com um acesso privilegiado ao bruto do Oriente Médio. Com essa importante base de abastecimento, sua produção não parou de crescer durante o pós-guerra. Mas seu comprometimento efetivo na produção iraquiana era limitado. Somente a partir da Argélia, Total desenvolveu uma capacidade produtiva própria. Nessa ocasião, a companhia francesa foi posta a prova, pela primeira vez, para explorar e produzir petróleo, tendo participado da descoberta do campo de Hassi Méssaoud.

Sua confortável posição, de uma boa cobertura em bruto, se completava com uma importante verticalização no *downstream*. A CFR (Compagnie Française de Raffinage) estava bem implantada no mercado francês e europeu de refino. De maneira que a CFP tinha uma excelente rentabilidade até as nacionalizações dos países árabes no início dos anos 70.

Apesar de todas essas vantagens, ou mesmo por causa delas, a CFP se caracterizava, antes do primeiro choque do petróleo, por uma política de investimentos no *upstream* bastante tímida²³. Em 1970, apenas 19% de seus investimentos tinham como destino a exploração e produção.

²³ Em 1970, os investimentos de Total em exploração e produção eram apenas o quarto dos de Elf (Chatain, 1983).

Por causa dessa opção estratégica, a companhia foi muito duramente penalizada pelas nacionalizações de petróleo na Argélia e no Oriente-Médio, que precederam o primeiro choque. Ela perdeu, em decorrência, grande parte de suas concessões e teve que enfrentar uma fiscalização muita mais estrita. A lucratividade da companhia se deteriorou bastante, embora a elevação do preço do bruto aumentasse a rentabilidade do *upstream*. Além da perda de acesso ao bruto do Oriente Médio, cujos custos de produção eram extremamente baixos, o refino, que era o ponto forte do grupo, foi penalizado. Isto se deveu, em grande parte, à política de preços de derivados em vigor na França, nesse período (Chatain, 1983).

A CFP tentou reagir investindo no *upstream*, após o primeiro choque. A proporção de investimentos destinados a essa área se alterou radicalmente, para alcançar os 80%, em 1976, demonstrando uma importante mudança de rumo em sua estratégia. Essa companhia aumentou sua atuação em novas áreas, principalmente na Indonésia. No entanto, a nova orientação que é dada aos investimentos não trouxe os resultados esperados, em termos de rentabilidade. Mesmo porque a Indonésia praticava uma fiscalidade muito estrita.

A CFP se associou com Elf para explorar as reservas do Mar do Norte, no final dos anos 60. Para enfrentar o desafio do offshore, ela teve que aumentar o seu esforço tecnológico. De fato, na década de 70 ela se encarregou de desenvolver a tecnologia de colocação de dutos submarinas para a plataforma de Frigg, em condições climáticas até então jamais enfrentadas. A partir dessa experiência, ela adquiriu um importante *know how*, que se traduziu no desenvolvimento de tecnologias inovadoras como a soldagem vertical ao invés da horizontal na colocação de dutos.

A estratégia de diversificação da companhia merece também alguns comentários. A crise que ela enfrentou, após o primeiro choque, fez com que a CFP não dispusesse de recursos, na mesma proporção que Elf, para levar adiante uma estratégia de diversificação tão ousada. Sua estratégia foi mais convencional. De fato, a companhia apostou na diversificação energética ao invés de uma diversificação baseada na sua capacidade de inovação. A CFP se diversificou para o carvão, em associação com BP, e também para o urânio e a energia solar. Esse tipo de diversificação buscou reduzir os riscos provocados pelos choques do petróleo, posicionando-a em produtos de substituição. Nesse sentido, ela seguiu o modelo das demais grandes companhias petroleiras, que revelou ser decepcionante e até mesmo um fracasso (Chevalier et alii, 1986). No caso específico da CFP, a diversificação energética não trouxe os resultados esperados e foi quase completamente abandonada.

No setor da química, a CFP se juntou com Elf para formar ATO, em 1970, numa associação paritária (50-50). Feita com a benevolência do Ministério da Indústria, essa associação teve por finalidade desenvolver a química de base na França, que na época era quase inexistente. No entanto, apesar da participação paritária, a CFP teve sempre uma atitude

bastante passiva dentro de ATO, o que a levou a se excluir quando foi feita a reestruturação desse grupo, no início da década de 80. ATO passou ao controle completo de Elf, em 1983.

No entanto, durante a década de 70 a CFP adquiriu Hutchinson Mapa, uma empresa de plásticos e de borracha, consolidando dessa forma uma importante posição a jusante do setor químico. No final da década de 80, ocorreu uma nova reestruturação do grupo com a passagem da parte de Orkem, relacionada às atividades de química de especialidades (tintas e outros produtos), para Total. Esse posicionamento de Total a jusante do setor químico, mesmo sem integração vertical, resultou ser uma boa estratégia, uma vez que ele permitiu que a companhia ocupasse uma importante posição em atividades de alto valor agregado. De modo que, em 1992, o setor químico ao responder por 13,7% do faturamento, era responsável por 24,2% da margem bruta e por 44% dos empregados do grupo.

Total da mesma forma que Elf se caracterizou por assumir fortes participações no setor para-petroleiro francês. No caso de Total, essas participações foram feitas através do Omnium de Paris, uma de suas filiais. No entanto, essas participações nunca chegaram a representar uma política de diversificação das atividades da companhia, senão de aplicação de capitais em portfolio de títulos. As participações nas empresas para-petroleiras ocorreram em associação com o grupo financeiro Paribas. Inicialmente, as mais importantes participações foram adquiridas nas seguintes empresas: Sofresid, Comex, Amrep, Doris, CGG, Technip. Dessas participações permanecem só hoje a CGG (31%) e Technip (13%).

A estratégia de reconcentração no petróleo e de diversificação em apenas alguns campos da química de especialidade parece estar rendendo bons frutos ultimamente, dado que o grupo apresentou um lucro de 2,8 bilhões, no ano de 1993. A divisão de química de especialidades foi responsável pela metade desses lucros. De forma que o grupo parece mostrar uma excelente resiliência frente a crise.

3.2.1 Os esforços de Total em P&D

Os esforços tecnológicos de Total não são da mesma magnitude que os de Elf. As despesas na área do petróleo sempre se voltaram para o *downstream*. Fora alguns anos particulares, as despesas em exploração/produção quase sempre corresponderam a menos da metade das de refino/petroquímica. Essa companhia optou, claramente, por adquirir a tecnologia de *upstream* junto a atores externos ou, então, por desenvolvê-la em estreita colaboração com outras organizações (empresas e centros de P&D). Os recursos públicos foram decisivos para financiar pesquisa associada, que passou a ocupar um lugar de destaque no *upstream* (Tabela 11).

Mesmo entre os dois choques do petróleo, a parcela do gasto em P&D destinada ao *downstream* sempre foi dominante, ao contrário de Elf. Essa participação relativa oscilou em

torno de 3/4 dos gastos, nos últimos 20 anos (Tabela 11), ao passo que ela era bastante inferior, nas grandes companhias petroleiras como vimos anteriormente.

Tabela 11: Despesas de P&D por área e P&D/Faturamento
(milhões de Fr. 1992)

	Exp.- Prod.	Exp.- Prod. (Assoc.)	Ref.- Petroq.	Total Petról.	Outros	Total	Exp- Prod/ Petról.	Ref/ Petról.	Fatur.	P&D/ Fat.
1970	105,17		208,88	314,05	0,00	314,05	33,49	66,51	52726	0,60
1971	71,54		279,22	350,75	0,00	350,75	20,39	79,61	60980	0,58
1972	86,08		320,40	406,47	0,00	406,47	21,18	78,82	61532	0,66
1973	100,05		345,12	445,18	0,00	445,18	22,47	77,53	72978	0,61
1974	137,13		315,22	452,35	0,00	452,35	30,31	69,69	n.d.	n.d.
1975	92,41		350,52	442,93	0,00	442,93	20,86	79,14	124810	0,35
1976	101,74		357,54	459,28	0,00	459,28	22,15	77,85	137736	0,33
1977	130,23	358,80	318,93	449,16	0,00	449,16	28,99	71,01	142030	0,32
1978	63,36	207,14	292,43	355,79	82,86	438,65	17,81	82,19	137231	0,32
1979	121,01	352,03	316,83	437,84	112,21	550,05	27,64	72,36	161902	0,34
1980	125,94	581,26	333,25	459,19	122,06	581,26	27,43	72,57	195775	0,30
1981	102,54	341,80	362,31	464,85	133,30	598,16	22,06	77,94	210409	0,28
1982	91,69	320,93	394,29	485,98	125,32	611,30	18,87	81,13	201292	0,30
1983	125,45	529,69	420,97	546,42	122,67	669,09	22,96	77,04	194964	0,34
1984	207,63	765,65	410,08	617,71	193,36	811,07	33,61	66,39	206047	0,39
1985	192,55	613,22	391,24	583,79	214,63	798,42	32,98	67,02	212323	0,38
1986	179,18	537,55	327,31	506,49	201,88	708,37	35,38	64,62	114345	0,62
1987	161,76	381,29	288,86	450,62	242,64	693,26	35,90	64,10	100226	0,69
1988	135,34	360,92	315,80	451,15	0,00	451,15	30,00	70,00	94451	0,48

Fonte : Boy de la Tour, 1989; Total

As despesas em Exploração e Produção alcançaram seu ápice durante o ano de 1984, quando se formou um novo centro de pesquisa em perfuração e produção em Beauplan, que veio se somar ao centro de pesquisa em exploração de Pressac. Após o contra-choque de 1986, Total reduziu paulatinamente suas despesas de P&D no *upstream*.

Baseando-nos em informações relativas ao ano de 1984, Total gastava 40 milhões de francos em exploração e 50 milhões em produção. As atividades conduzidas pelo centro de Pressac se dividiam entre informática (28%), geofísica (27%), geologia e geoquímica (21%) e geologia de produção (9%). Em exploração, Total participava de um esforço conjunto de pesquisa associativa que somava 200 milhões de francos.

No centro de Beauplan, Total gastava, em 1984, 50 milhões de francos que se subdividiam entre: produção (34%), técnicas avançadas (29%), perfuração (24%), segurança e meio

ambiente (8%) e técnicas gerais (5%). Nesse campo a empresa participava de um esforço associativo da ordem de 300 milhões de francos.

Tanto em geologia quanto em perfuração e em produção, os esforços de P&D foram o fruto de uma intensa colaboração com o IFP, Elf, a CGG, GdF, etc. Os recursos públicos para a pesquisa e os Comitês organizados pela DHYCA e pelo IFP, como o COPREP, o CEP&M, ARTEP, o GERTH, desempenharam um papel importante para catalisar esse esforço.

A montante, Total se destaca pelas pesquisas que tem realizado no campo da perfuração e da recuperação assistida. No entanto, foi principalmente na área dos sistemas de produção que essa empresa mais se firmou durante a década de 70, com o desenvolvimento de tecnologia para a colocação de tubos submarinos a grandes profundidades e sob difíceis condições climáticas. Durante a década de 80, Total participou do projeto de bombeio multifásico junto com o IFP e Statoil, chamado de Poseidon. O IFP se encarregou de desenvolver a bomba imersa, Statoil estudou o transporte a longa distância e Total assumiu o estudo da exploração submarina, inclusive dos problemas de configuração dos sistemas. Esse projeto começou em 1984 e se encerrou em 1988, com sucesso. No entanto, a companhia francesa se desinteressou por essa técnica, em seguida, apesar da esperança que muitos colocavam nela. Provavelmente, a conjuntura de preços baixos do petróleo inibiu Total em se lançar num programa tecnológico revolucionário. Esse programa prosseguiu, sob o controle do IFP, passando-se a chamar Nomad.

Em refino e petroquímica, Total teve um comportamento bastante diferente. Essa área não sofreu as mesmas reduções que o *upstream*. Em 1984, as despesas feitas pelo seu centro em Gonfreville e por outros laboratórios com funções similares foi de 277 milhões, subdivididos da seguinte forma: conversão profunda (30%), produtos (21%), processos (11%), resíduos alifáticos e carvão (5%), materiais (5%), análise (5%), combustíveis (5%), produtos não energéticos (4%), aditivos (4%), petróleos (4%), métodos e equipamentos (4%) e cooperação (3%). O esforço associativo, mesmo sendo de menor intensidade do que no *upstream*, representava 95 milhões de francos. Esse esforço associativo se deu principalmente no projeto Asvahl, uma unidade de demonstração que funciona desde 1984 para estudar o desenvolvimento de novos processos de conversão de brutos pesados e de resíduos. Esse projeto resultou de uma associação entre o IFP, Total e Elf.

No entanto, a maior parte do esforço tecnológico do *downstream* se concentrou nas tecnologias de forte apropriabilidade, como novos processos, produtos e aditivos. Nesse campo, as pesquisas de Total se assemelham bastante com as de Elf. Trata-se de desenvolver aditivos que melhorem as características do diesel, dos óleos engraxantes e lubrificantes. As pesquisas do grupo voltam-se para catalisadores usados em plantas de conversão profunda e para fluidos de regulação que permitem estabilizar certos óleos combustíveis pesados.

Total buscou, no passado, reforçar suas posições fora do petróleo através uma política de diversificação da sua pesquisa no campo do urânio, do carvão e da energia solar. Nesse contexto, o grupo tinha um importante centro de pesquisa em sua filial Total Energie. Os investimentos feitos por Total na energia solar foram consideráveis e chegaram a ser superiores aos que realizava no *upstream* (Tabela 11). No entanto, a partir de 1988, dentro de um processo de reestruturação o grupo abandonou essa linha, desfazendo-se de Giordano e de Total Energie.

A evolução recente das despesas de P&D não tem sido mais divulgadas. O grupo foi muito sensível a queda dos financiamentos públicos, sobretudo daqueles provenientes da CE, que ocorreu após o contra-choque do petróleo. De modo que o número de pessoas que trabalhavam nos centros de pesquisas caiu de 1000 para 770, apenas entre 1986 e 1988. Posteriormente, as despesas de P&D relacionadas ao volume de vendas foram de 0,68%, em 1991, e de 0,72%, em 1992. Esses números indicam uma retomada desses gastos, orientados muito provavelmente para a química de especialidades, onde o grupo afirma sua competência.

3.3 Uma comparação das estratégias dos dois grupos petroleiros

Mesmo que as duas companhias francesas sejam de origem pública, elas apresentaram estratégias bastante distintas entre si. Essas diferenças são a herança de trajetórias específicas, em função das quais, cada uma das empresas construiu culturas e estratégias próprias. Elf se caracterizou, fundamentalmente, pela falta de acesso a fontes de petróleo bruto. Sua estratégia fortemente voluntarista reflete essa situação inicial. Ao passo que Total, ao ter acesso inicialmente ao bruto, sem ter que fazer esforço algum, construiu uma estratégia bastante oposta.

A criação de Elf foi de certa forma uma reação do Estado francês a estratégia de Total, que não conduzia ao desenvolvimento de petróleo nacional. Esse voluntarismo de Elf implicou num substancial esforço em exploração-produção, antes do primeiro choque do petróleo, graças ao qual essa desvantagem inicial em relação a Total acabou se tornando em vantagem, no período posterior. As reservas que Elf controlava, na época do primeiro choque, não foram objeto de nacionalizações. Elas possibilitaram a essa companhia produzir hidrocarbonetos em condições muito vantajosas e gerar vultosos lucros, os quais financiaram sua ousada estratégia de diversificação.

Em compensação, Total foi obrigada a voltar-se para o *upstream*, após o primeiro choque e as nacionalizações que o precederam. Essa guinada trouxe importantes resultados uma vez que, em 1992, essa companhia dispunha de maiores reservas (531 milhões de TEP de petróleo e gás) do que Elf (487,5 milhões de TEP). No entanto, sua produção era inferior a de Elf (31,3 milhões de TEP contra 39,1).

Total conserva uma posição importante no refino (40,8 milhões de toneladas de capacidade de produção), a qual está em desequilíbrio com sua produção (22 milhões de toneladas); Elf, por seu lado, apresenta uma situação mais equilibrada, uma vez que sua produção de bruto cobre praticamente sua capacidade de refino (26,2 milhões de toneladas).

É no campo da diversificação para fora do petróleo que as diferenças se tornam ainda mais marcantes, dado que a participação dessas atividades no total das vendas era de 34,8% para Elf, contra 14,9% para Total.

Essas características estruturais dos dois grupos tem importantes repercussões na intensidade do esforço tecnológico de cada um deles. Elf tem uma estratégia de empresa inovadora, uma vez que assume a liderança das companhias petroleiras em intensidade tecnológica (P&D/faturamento) e se coloca em segunda lugar no volume de gastos em P&D. Ao passo que Total se posiciona na média dessa indústria. Mesmo que Elf destine, ao petróleo, apenas 20% do seu gasto total em P&D, esse esforço é duas vezes superior ao de Total e está fortemente centrado no *upstream*, contrariamente a esta companhia.

Do ponto de vista histórico, constatamos que Elf diversificou o seu esforço de P&D antes de recolher os frutos do lado da produção. De forma que o aumento dos gastos em P&D na área química e farmacêutica, entre 1979 e 1982, antecedeu o incremento nas vendas dessas atividades. O esforço de P&D, realizado "intramuros", foi um dos principais meios pelos quais Elf consolidou sua expansão no petróleo e fora dele.

Total, ao contrário, sempre teve uma estratégia de empresa seguidora. Seu esforço tecnológico era relativamente menor. Sua estratégia consistia em buscar se associar com outros grupos, sobretudo no *upstream*. Em compensação, a diversificação seguiu uma lógica de investimento em portfolio e de associações. A pesquisa só chegou a desempenhar um papel importante no caso da energia solar, sem trazer os frutos esperados. Mas a situação de Total parece haver evoluído depois da reestruturação que ocorreu no final da década de 80. Os títulos que detinha e os investimentos pouco rentáveis foram sensivelmente reduzidos. Ao mesmo tempo, o grupo reforçou sua posição na química de especialidade; o que lhe permite hoje de estar pouco endividada e de ser resiliente frente a crise.

Elf, por seu lado, sofreu, na primeira parte da década de 90, dos excessos de investimento realizados anteriormente, que levaram o grupo a sobreendividar-se (50% de relação dívida/ativos, contra 25% para Total). A estrutura verticalizada na química não foi muito vantajosa nesses tempos de vacas magras para a química de base, enquanto Total se beneficiou de sua posição exclusiva na química de especialidades.

4. As empresas para-petroleiras

A existência de um importante setor para-petroleiro foi decisiva para o sucesso tecnológico francês na indústria do petróleo. De fato, as duas companhias nacionais tiveram um comportamento bastante clássico, subcontratando grande parte das atividades de exploração e produção. No entanto, elas contribuíram ativamente para a criação de uma rede de empresas para-petroleiras francesas. Se na Argélia as companhias francesas foram pela primeira verdadeiramente postas a prova, para explorar e produzir bruto, foi, também, nessa mesma ocasião que surgiram as primeiras empresas para-petroleiras francesas. Posteriormente, o desenvolvimento da produção no Golfo de Guiné, nos anos 60, e no Mar do Norte, nos anos 70, serviram como base apoio para a expansão desses fornecedores.

A indústria para-petroleira francesa adquiriu um forte avanço tecnológico no campo do offshore, graças a uma política pública muito bem articulada, que analisaremos adiante mais em detalhe (item 5). Esse avanço relativo permitiu que a indústria francesa mantivesse um segundo lugar atrás dos Estados Unidos, por um largo período, apesar de sofrer acirrada concorrência num mercado ao mesmo tempo protegido e competitivo²⁴.

**Tabela 12: Faturamento da indústria para-petroleira francesa
(Bilhões de Fr. 1992) e Mão-de-obra empregada (mil pessoas)**

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Equipam. & Constr.	35,1	27,9	20,8	18,4	14,3	11,6	11,8	14,2	14,7	15,8	16,5
Serviços	38,2	30,7	27,3	27,0	17,9	16,2	17,5	18,0	17,9	17,9	18,5
Engenhar.	10,7	9,8	7,8	7,4	6,0	5,8	3,4	3,8	5,8	6,6	6,0
Total	84,1	68,3	55,8	52,7	38,2	33,5	32,7	35,9	38,4	40,3	41,0
M.O.											
offshore	25	23	19	17	14	11	10,5	11	12	13,5	14
Total	79	68	60	55	45	35	33,5	34	34,5	37,5	38

Fonte: IFP

A indústria francesa foi duramente penalizada pela crise que abalou o setor para-petroleiro mundial, desde 1982 (Tabela 12). Enquanto as companhias petroleiras logravam manter a sua rentabilidade durante a década de 80, através da comercialização do petróleo, da diversificação, ou da baixa dos custos de produção, as empresas para-petroleiras eram muito mais duramente afetadas pela baixa dos investimentos (efeito acelerador) e não encontraram tão facilmente oportunidades para se diversificar.

Como resultado da crise dos últimos decênios, a indústria para-petroleira mundial sofreu um processo de intensa concentração empresarial. As grandes empresas americanas Baker-

²⁴ A produção para-petroleira francesa é a segunda colocada no mundo atrás dos Estados-Unidos, em igualdade com a Grã-Bretanha (CEP&M e COPREP, 1993).

Hugues, Schlumberger²⁵, Dresser e, em menor medida, Litton se tornaram empresas para-petroleiras multi-produtos, ao fabricarem e fornecerem uma vasta gama de bens e serviços num grande número de nichos tecnológicos (Dutra, 1993). A empresa para-petroleira tradicional, fortemente especializada num nicho de mercado específico, foi deixando o lugar para outra, de muito maior tamanho e mais diversificada, que conseguiu sobreviver as oscilações da demanda, recorrendo até a diversificação para fora dessa indústria, com foi o caso de Schlumberger que adquiriu a Fairchild. Litton, pelo contrário, é uma empresa de instrumentação que se diversificou para o para-petroleiro. As grandes empresas para-petroleiras são cada vez mais capazes de fornecer um vasto conjunto de produtos e serviços para as companhias petroleiras, de modo que estas últimas tem demonstrado uma tendência para se descomprometer com a P&D no *upstream*.

A indústria para-petroleira francesa logrou sobreviver a crise, como demonstra a retomada de suas atividades a partir de 1988 (Tabela 12). No entanto, ao custo importantes transformações como veremos a seguir. A repartição das vendas, em 1991, se processava da seguinte forma: 40% em produção de equipamentos e na construção, 45% na vendas de serviços e 15% em engenharia.

Se a compararmos com o conjunto do mundo ocidental, a indústria para-petroleira francesa é relativamente mais forte em engenharia (Tabela 13). Nas outras áreas - serviços, equipamentos e construção - a sua participação é relativamente menor, aproximando-se da média mundial. Mas as atividades para-petroleiras são bastante especializadas, de forma que em cada um desses segmentos de mercado, sempre existe um grande número de nichos onde atuam algumas empresas.

Tabela 13: Faturamento das empresas francesas, mercado mundial e participação relativa em 1991 (milhões de US\$)

	França	Mercado Mundial	% da França
Equip. e Construç.	2,4	20	12
Serviços	2,7	30	9
Engenharia	0,9	3	30
Total	6,0	53	11,3

Fonte: CEP&M et IFP

Para se ter uma idéia mais definida dos nichos nos quais as empresas francesas se destacam, reproduzimos uma Tabela que mostra as mais importantes áreas de atuação da indústria francesa, assim como seu peso relativo no contexto mundial (Anexo I). Percebe-se que os nichos com forte presença francesa são: as tecnologias de 3G, a construção naval, os serviços

²⁵ Mesmo sendo de origem francesa e tendo sede nas Bahamas, essa multinacional concentra a maior parte de suas atividades nos Estados-Unidos, sendo considerada como uma empresa americana por Fortune e Business Week.

submarinos, a engenharia, os equipamentos e a instrumentação geofísica, o "tubing-casing", os tubos flexíveis, os fluidos de perfuração e o gás natural.

Entre as 1000 maiores empresas francesas levantadas pela Revista Expansion, apenas 10 são para-petroleiras (Tabela 14). O universo para-petroleiro francês se compõe de empresas especializadas e de filiais ou ramos de grandes empresas atuantes em outros setores como construção civil (Spie-Batignoles, Bouygues), ou bens de capital (Cegelec é uma filial do grupo Alcatel-Alsthom). Segundo a pesquisa conduzida anualmente pelo IFP, haviam em 1992, 10 empresas com faturamento superior a 1 bilhão de francos no para-petroleiro e outras 8 com um faturamento entre 500 milhões e 1 bilhão de francos (Valentin e Trouvé, 1992).

Tabela 14 : Indicadores Economicos das grandes empresas para-petroleiras francesas (1992)

Empresa	Mercado	Faturamento (mil Fr)	Lucro Liquid (mil Fr)	Empregados	% do Fat. no Exterior
Bouygues Offshore	Construção Naval	3.586.000	129.532	4.449	81,9
Collexip	Tubos Flexíveis	1.942.673	112.756	1.722	76,9
CGG	3G	3.012.200	96.600	3.481	89,9
ETPM	Construção Naval	2.600.000	71.200	n.d.	n.d.
Forasol- Foramer	Perfuração	441.072	- 20.483	649	69,9
Geoservices	Mudlogging - MWD	741.513	55.563	1.519	94,8
Sofregaz	Engenharia	643.611	4.020	210	95,8
Sofresid	Engenharia	2.422.404	52.394	3.000	n.d.
Technip	Engenharia	7.408.000	227.829	5.400	88,0
Vallourec	Tubos	6.604.771	11.022	4.898	21,3
Genoyer	Metalurgia	1.542.784	42.315	1.299	69,4

Fonte: Expansion et Rapport Annuel de ETPM.

O esforço em P&D da indústria para-petroleira francesa é ainda modesto apesar do crescimento dos últimos anos. Uma comparação sumária com as empresas líderes americanas nos dá uma certa idéia do descompasso entre as duas indústrias. Em 1987, as 12 maiores empresas americanas gastavam 1,7% do seu faturamento em P&D (Boy de la Tour, 1989). Número mais recentes para um grupo mais restritos de empresas dão um coeficiente de 3,62% (Tabela 15).

Tabela 15 : Gastos em P&D e faturamento das principais empresas para-petroleiras americanas em 1992 (milhões de US\$).

	P&D	Faturamento	P&D/Fat. (%)
Baker Hughes	49	2.539	1,92
FMC	145	3.974	3,65
Halliburton	112	6.525	1,71
Litton Ind.	181	5.693	3,17
Schlumberger	421	6.332	6,64
Total	908	25.063	3,62

Fonte: Business Week

Esses números, quando são comparados àqueles das empresas francesas (Tabela 16), indicam que existe um certo descompasso entre os esforços tecnológicos das indústrias dos dois países, mesmo considerando que, no primeiro caso, se trata de algumas empresas, ao passo que, no outro, estamos falando do conjunto da indústria. No caso americano, se trata de grandes empresas multinacionais, ao passo que no caso francês lidamos, mais bem, com empresas de porte médio. Na França os gastos em P&D são de pequena dimensão e ocorrem no quadro de associações. Esses elementos nos ajudam a perceber a importância das políticas públicas e dos mecanismos de coordenação setorial na cristalização das decisões de inovar nas empresas. É verdade, no entanto, que as empresas francesas aumentaram o seu esforço de P&D, desde meados da década de 80, contribuindo para a recuperação dessas atividades a partir de 1988.

Tabela 16 : Esforço de P&D do setor para-petrolífero francês (1982-92)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
P&D (MF)	300	330	400	300	350	450	470	460	430	460	600
Fat. (MF)	55.000	45.000	43.000	43.000	32.000	29.000	29.000	33.000	36.500	39.500	40.500
R&D/Fat. %	0,5	0,7	0,9	0,7	1,1	1,6	1,6	1,4	1,2	1,2	1,5

Fonte: IFP

4.1 Alguns exemplos de trajetória de empresas para-petroleiras

Escolhemos, para análise, um grupo formado pelas maiores empresas. A trajetória dessas empresas, nos últimos decênios, nos permitirá alcançar uma visão mais aprofundada das transformações que ocorreram ao longo das últimas décadas. A amostra cobre os mais importantes segmentos dessa indústria:

Segmento	Empresa
Engenharia	Technip, CG-Doris, Spie-Batignoles
Equipamentos	Coflexip, Vallourec
Technologia 3G	CGG
Perfuração	Forasol-Foramer
Construção	Bouygues, Amrep, ETPM
Serviços submarinos	Comex

4.1.1 Technip Technique International de Conception et de Construction

Technip é o primeiro e, sem dúvida alguma, o mais importante caso de *spin off* do IFP. Essa empresa foi fundada em 1958, quando um grupo de engenheiros desse centro de pesquisa, que haviam se especializado na execução de projetos, o deixaram para formar seu próprio negócio. Ela possuía, no ato de sua fundação a seguinte composição acionária: 44% do IFP, 17% de Elf, 7,7% do CEA, e o resto estava dividido entre pequenas empresas. Essa composição acionária evoluiu com a entrada de Total, ao mesmo nível que Elf. A função de Technip era de fazer a engenharia de detalhe e de montagem de projetos industriais da área de refino e petroquímica. Muito cedo essa empresa adquiriu uma certa independência com relação ao IFP: ela, na realidade, desempenhou um papel secundário na difusão dos processos desenvolvidos pela matriz.

A atividade de Technip esteve historicamente pouco associada a da matriz. No entanto, essa empresa seguiu uma trajetória semelhante, voltando-se inicialmente para o *downstream*. Nesse campo, o IFP buscava mercados no exterior para tornar mais rentável sua atividade de pesquisa, difundindo sua tecnologia em várias regiões do mundo (Europa do Leste, África, América do Norte e do Sul e na Ásia). Criando numerosas filiais no exterior, Technip seguiu esse curso.

Desde os anos 70, Technip se diversificou para outros setores da economia - indústria de alimentos, energia nuclear - e para o *upstream*, ao criar uma importante filial: a Technip Geoproductions (TPG)

A empresa alcançou o seu apogeu durante os anos 70 e a começo da década de 80, com o boom da indústria do petróleo. Ela se destacou na área dos grandes projetos industriais em países do Terceiro Mundo, em particular daqueles chaves-em-mão. No começo dos anos 80, Technip se tornou a maior empresa de engenharia da França. No ano de 1982, ela tinha um faturamento de 3,8 bilhões de francos e dispunha de 2.700 empregados.

O começo dos anos 80 foi um período decisivo para Technip. Essa empresa de engenharia havia se expandido consideravelmente durante a década anterior. No entanto, os anos subseqüentes iriam ser particularmente difíceis. Seus principais acionários na época eram: o IFP (41%), Elf (24,5%), Total (10,2%) e também o grupo industrial Saint Gobain (15%). Technip que tinha vivido na sombra dos grandes projetos, nos quais as grandes negociações de Estado para Estado eram um elemento decisivo para a abertura de mercados, teve muita dificuldade em se adaptar ao novo ambiente competitivo que se configurava na economia mundial, desde então.

Nesse contexto, as decisões que Technip tomou não foram muito racionais do ponto de vista da rentabilidade e do risco. Os contratos chaves-em-mão com certos países do Terceiro Mundo lhe custaram caro, como foi o caso da fábrica de amoníaco de Arzew na Argélia, de

uma fábrica de dessalinização na Arábia Saudita, de uma fábrica de papel na Indonésia e de uma planta para a produção de óleos e lubrificantes no Marrocos. Em todos esses casos, Technip não foi capaz de controlar fatores essenciais relacionados a transferência de tecnologia, implantação e funcionamento das unidades de produção.

Por outro lado, Technip se lançou numa estratégia de crescimento incorporando seus concorrentes (concentração), numa conjuntura, no começo da década de 80, que lhe era extremamente desfavorável. Deste modo, em 1983, Technip decidiu comprar Creusot-Loire Entreprises (CLE) que era na época a maior empresa de engenharia da França (2,3 bilhões de faturamento e 1.100 empregados), porém deficitária. Estimava-se, na época, que era necessário desempregar 40% do seu quadro de pessoal para sanear-la. A CLE pertencia ao grupo Schneider, o qual buscava desfazer-se dela, para concentrar suas atividades de engenharia em Spie-Batignoles. Essa decisão foi tomada com o objetivo de diversificar as atividades de Technip para o setor elétrico, quando ela enfrentava, no começo dos 80, a crise da indústria do petróleo e dos sobrecustos dos projetos chaves-em-mão para o Terceiro Mundo.

A decisão de adquirir CLE foi tomada baixo a pressão do governo que buscava realizar uma reestruturação do setor de engenharia francesa. A intervenção governamental tinha como finalidade permitir ao grupo Schneider atravessar a crise. Por essa razão, o acionista Saint-Gobain se opôs a uma transação que custou 600 milhões de francos a Technip.

O que seguiu-se foi catastrófico para Technip. O prejuízo amargado no ano de 1984 foi de 1.422 milhões de francos. Esses números, no bom estilo francês, foram escondidos do público até 1986. Uma operação de saneamento teve que ser montada para salvar a empresa. O número de empregados foi reduzido drasticamente. Estes que eram 3.800, no começo dos anos 80, foram progressivamente reduzidos a 1.300 em Technip e a 200 em CLE, em 1990. Várias greves foram deslanchadas, mas os empregados com alto nível de formação e e bom nível de consciência política, acabaram se conformando diante das promessas de que a empresa não procederá a demissões em massa.

Com um prejuízo de tal magnitude, o capital social de Technip foi zerado. A sobrevivência do grupo só foi assegurada com o aporte de um importante volume de recursos proveniente de Elf. Esta tornou-se acionista majoritária, com 33% do capital. O IFP perdeu todo seu capital, e teve que recorrer a uma ajuda de Petro-Canadá para manter uma participação de 27%. Total e GdF mantiveram uma participação de 13%, cada uma, no novo capital da empresa. Em compensação Saint-Gobain deixou Technip, por estar em desacordo com a política que foi adotada. Para completar o pacote de ajuda, os bancos públicos cancelaram dívidas num valor de 428 milhões de francos.

Embora a presença do Estado tenha sido decisiva para salvar Technip da falência, seu estilo de intervenção mudou de natureza. Passou-se a exigir que Technip procedesse a uma profunda

reformulação de sua estratégia. A empresa teve que se desfazer rapidamente dos projetos poucos rentáveis e se reconverter para um novo mercado: o dos pequenos contratos. Por outro lado, houve uma redução do quadro de pessoal, como assinalamos. Os resultados, em termos de rentabilidade, surgiram já em 1985. Nesse ano, a empresa realizou um lucro bruto de 420 milhões de francos. Desde então, o seu faturamento não parou de crescer.

A estratégia que emana nessa nova etapa é muito diferente da anterior. Technip não pode mais depender de grandes projetos negociados pelo Estado francês e dos grandes clientes de outrora. Essa empresa teve que tornar-se mais competitiva e flexível. As empresas públicas que eram seus clientes preferidos reduziram de importância. De forma que Elf, Total e GdF passaram a representar apenas uma pequena parcela de sua carga de trabalho, de 5 a 15%. A Cogema (o grupo industrial encarregado da reciclagem de resíduos nucleares e da preparação do urânio pertencente ao CEA Industries), que era um cliente importante chegando a representar uma parcela substancial de seu faturamento (28% para a área nuclear em 1988), abandonou Technip para sua filial SGN. Os mercados precisavam ser criados em outras áreas.

As oportunidades foram sendo encontradas do lado dos pequenos projetos e em seguida da filial TPG, para a qual a Ásia do Sudeste se tornou um importante cliente. Technip voltou a sua base tecnológica que é o petróleo e a petroquímica (74% das horas de contratos realizadas em 1992 contra 47% em 1986). Novas oportunidades abriram-se com a expansão da química no final da década de 80 e também com importantes projetos no Oriente Médio e na Europa.

Para ser mais competitiva nesses novos mercados, Technip buscou a ajuda de suas filiais no estrangeiro, onde a mão de obra qualificada era mais barata. Deste modo, o número de empregados no exterior aumentou sensivelmente, passando de 1.370, em 1985, para 2.065, em 1990. Apenas sua filial italiana Tecnologia Progetti Lavori (TPL) empregava 1.380 pessoas nesse último ano. Deve salientar-se que a Itália financia mais facilmente os projetos de engenharia do que a França. Ao mesmo tempo, Technip recorreu a subcontratação que representava de 15 a 25% do número de horas totais trabalhadas.

No começo dos anos 90, acompanhando a tendência das grandes e médias empresas francesas, Technip fez numerosas aquisições no exterior (Portugal, ex URSS, Bélgica, Venezuela). Essa abordagem mostra sobretudo o interesse dessa empresa em achar novos mercados e, em menor medida, a vontade de diversificação.

Em matéria de tecnologia, Technip evoluiu bastante desde os seus começos. Há uma atividade de P&D dentro da empresa, cujo montante não é divulgado, que é bastante variada. No *upstream*, a TPG desenvolveu vários projetos novos de plataformas, entre os quais se destaca a TPG 500 que é uma plataforma autoelevatória para grandes profundidades. Em processos, Technip realizou vários projetos: a destilação progressiva do petróleo, a desnitração do gás natural, a produção de etileno (cujo projeto foi comercializado no Brasil), o processo de criogenia para o gás natural, e sistemas automatizados para a otimização

do funcionamento de refinarias. Technip realiza pesquisas em outros campos como da química fina, da biotecnologia, na indústria do cimento e em automação industrial.

A relação com o IFP sempre foi marcada por uma grande independência. Embora a tecnologia desse Instituto de P&D desempenhasse ainda um certo papel, Technip recorreu a outras fontes como a UOP, Stracko, Shell/Luigi, Elf dependendo das demandas do mercado e das associações com parceiros estrangeiros. Pode-se mesmo dizer que Technip entrou em competição com o IFP, em certas áreas como em tecnologias de processos.

4.1.2 Doris Engineering

Essa empresa foi fundada em 1965, com o nome de CG Doris, para explorar a experiência acumulada por uma outra empresa, a Ingénierie Seagans. Ela adquiriu, ao longo da década de 60 no quadro do programa offshore francês, uma certa experiência em trabalhos marítimos, principalmente na concepção e execução de projetos de plataformas, instalação de conexões e de mergulho em águas profundas. A partir desse capital de conhecimentos, CG Doris adquiriu um importante avanço tecnológico, que lhe possibilitou, no começo do anos 70, aproveitar as oportunidades abertas pela expansão das atividades offshore no Mar do Norte. De fato, essa empresa foi pioneira na concepção de plataformas de concreto, as únicas capazes de enfrentar os rigores climáticos do extremo norte dessa região.

CG Doris projetou-se na cena internacional ao conceber e construir a plataforma de concreto armado de Ekofisk para Philips Petroleum, Ninian e Chevron. Essa plataforma foi uma verdadeira façanha tecnológica; ela contém uma capacidade de armazenamento de 1 milhão de barris. Depois, CG Doris encarregou-se da concepção e da construção do invólucro em concreto armado de outra plataforma no campo de Frigg, tendo Elf e Total como mestre-de-obras.

A primeira metade da década de 70 foi a idade de ouro para CG Doris. O seu faturamento pulou de 2,1, no começo dos 70, para 121,8 milhões de US\$, em 1976. Mas logo após esse boom, a situação econômica da empresa começou a deteriorar-se. Em 1979, o seu faturamento somente chegou a 103 milhões de francos. Com o segundo choque do petróleo, houve uma nitida melhora (200 milhões de francos de faturamento em 1981), seguido de uma rápida deterioração frente a concorrência e ao protecionismo cada vez maior dos britânicos e noruegueses.

CG Doris é um autêntico sucesso francês no campo da engenharia offshore. Ela tem se caracterizado por apresentar um forte dinamismo tecnológico. Em 1983, ela recebeu o Prêmio da Offshore Technology Conference (OTC) por sua torre de gravidade para águas profundas. Suas despesas bastante altas em P&D foram parcialmente bancadas pelo FSH, a CE e as companhias petroleiras.

Na década de 80, em função da crise, ocorreram importantes mudanças dentro dessa empresa. De fato, CG Doris era controlada por um conjunto de acionários, entre os quais se destacavam: a Société Financière Marine de Participations 32%, ISIS-IFP 17%, Saint-Gobain 14%, CGE 14%, Total 13%, GTM 2%, Entrepose 2%, dono e quadros 6%. Por causa das grandes dificuldades financeiras que atravessava no início da década de 80, alguns de seus maiores acionistas buscaram adquirir o seu controle.

Em 1981, poderosos grupos privados travaram uma batalha para obter o controle de Doris, com a ajuda do Estado. Enfrentavam-se, de um lado, Bouygues (um grande grupo francês da construção civil o qual dispõe de uma importante filial para-petroleira: Bouygues Offshore) e, do outro, CGE e Total através de Amrep (ver item 4.1.6). O IFP que tinha uma importante participação no capital de Doris deu o voto de Minerva. Esse ator acabou escolhendo a CGE e Total, pela sua solidariedade com o setor público. Bouygues que adquiriu a parte da Société Financière et Maritime e de Saint-Gobain não conseguiu alcançar a maioria dos votos. Reconhecendo seu fracasso na tomada de controle de CG Doris, Bouygues decidiu vender sua parte do capital. Depois desse primeiro episódio, a CGE (47%) e Total-Amrep (47%) adquiriram o controle da quase totalidade do capital. Na realidade, Doris se transformou em uma filial de Amrep.

Na metade dos anos 80, a situação de CG Doris se deteriorou. Iniciou-se então um novo capítulo da história dessa empresa. Amrep faliu. Bouygues voltou de novo a interessar-se por ela. Porém, em razão do conflito com GTM-Entrepose (um outro importante grupo da construção civil com uma filial para-petroleira ETPM), Bouygues não logrou obter o controle acionário de CG Doris. Esse controle ficou com GTM-Entrepose, que, no entanto, foi incapaz de fazer reviver essa empresa que ia muito mal. Em 1986, CG Doris acabou falindo. Nessa época, seu faturamento era de 350 milhões de francos e ela empregava 350 pessoas.

A sobrevivência de Doris, só se deveu a intervenção direta do Estado. Procedeu-se a uma reestruturação. O controle acionário passou para as mãos de Sofresid (51%): uma empresa de engenharia especializada na construção de plataformas de petróleo. Nesse época Sofresid ainda estava sob controle de empresas ligadas ao Estado (Nord-Est Sidérurgiques, Total, Elf e Paribas). Dois anos mais tarde, Sofresid acabou sendo controlada por John Brown, uma empresa de engenharia britânica, ao passo que Paribas guardou uma participação minoritária.

Recriou-se a partir dessa reestruturação uma nova empresa que passou a se chamar Doris Engineering. Importantes áreas de atividades foram vendidas a empresas para-petroleiras francesas. Vendeu-se a parte da empresa que prestava serviços de mergulho a Comex e os serviços de colocação de dutos a Coflexip e a Elf. Somente foi conservada a parte de engenharia de plataformas, reduzindo o número de empregados para apenas 80.

Desde então Doris conseguiu reviver; seu faturamento que era apenas de 69 milhões de francos, em 1987, subiu para 162, em 1991, e 152, em 1992. O número de empregados

cresceu para 128 pessoas. Doris logrou manter-se na liderança do campo onde sempre foi competente: as plataformas em concreto armado. Sua estratégia nos anos 90 consistiu em associar-se com outras empresas locais de engenharia para penetrar nos mercados de sua especialidade.

Na Noruega, a empresa de engenharia Kvaerner Concrete (KCC), filial do grupo Kvaerner, subcontratou Doris para fazer a engenharia do casco de concreto de uma plataforma semi-submersível, a mais de 300 metros de profundidade no campo de Troll Oil, operado por Norsk Hydro. Trata-se de uma inovação: uma plataforma de concreto semi-submersível afixada ao solo por conexões rígidas e tensionadas, na realidade, uma TLP de concreto com uma capacidade de produção de 150.000 bbl/dia.

Na Austrália, Doris está realizando uma "joint venture" com a Kindrill. Sua participação envolve o desenvolvimento de duas plataformas de concreto para a Esso Austrália. Na realidade, Kindrill-Doris está encarregada da engenharia de detalhe do projeto. A façanha de Doris consistiu em redesenhar as plataformas para que elas pudessem ser construídas e transportadas desde a Austrália, num porto de baixa profundidade.

No Canadá, Doris realizou a engenharia de detalhe da plataforma gravitacional de Hibernia para o consórcio Nordico. Trata-se de um projeto de grandes dimensões que envolve custos superiores a US\$ 5 bilhões. A plataforma possui uma capacidade de produção 120.000 bbl/dia de petróleo e deve poder resistir ao impacto de Icebergs, por estar localizada próxima ao círculo Ártico. A parte de engenharia da Doris foi uma verdadeira proeza porque implicou na construção das paredes da parte imersa da plataforma. Essas paredes de concreto devem ser extremamente grossas com um alta densidade de armação para resistir ao impacto de Icebergs. A parte superior da plataforma ficou a cargo da Aker Engineering.

A ocupação de certos nichos tecnológicos por Doris ocorre graças a um importante esforço de P&D. Pode-se estimar que a empresa gasta entre 10 a 25% do faturamento nessa atividade. Mas pelo volume que isso representa, uma parte importante desses gastos é coberta pelo CEP&M e pelas companhias petroleiras. Os dois projetos Hibernia e o de Troll foram apoiados pelo CEP&M.

4.1.3 Spie-Batignoles

Até agora abordarmos empresas cuja história está associada ao petróleo. Esse não é o caso de Spie-Batignoles que é uma importante empresa da construção civil, pertencente ao grupo Schneider. Em 1992, o seu faturamento era de 23 bilhões de francos, posicionando-se entre os maiores grupos da construção civil franceses. A sua presença na indústria do petróleo deriva de uma estratégia de diversificação. De fato, enquanto empresa de engenharia Spie Batignoles

está presente em vários setores: construção civil, eletricidade e nuclear, petróleo e canalizações.

Sua presença na indústria do petróleo encontra origem na colocação de oleodutos, de onde ela trouxe sua competência inicial. Durante os anos 70, sua divisão de petróleo e tubulações estendeu seu domínio para o terreno dos projetos chave-em-mão de terminais e campos petrolíferos. A expansão para essa área alcançou seu ápice no começo dos anos 80. De fato, em 1982, o faturamento da divisão de petróleo era de 1,8 bilhões de francos, num total de 13 bilhões para toda a empresa. Era a terceira divisão por ordem de importância após a construção civil e o eletronuclear.

Forte de sua presença no petróleo, Spie-Batignoles buscou se diversificar para fora de seu campo tradicional de atuação, aproveitando a crise que começava a afetar as empresas do setor para-petroleiro. Essa empresa adquiriu Intersub Engineering, para criar logo em seguida um ramo de mergulho. Em 1981, ela comprou EMH, uma filial de engenharia da Compagnie Française d'Entreprise Métallique (CFEM). Esta última foi responsável junto com o IFP pelo desenvolvimento e construção das primeiras plataformas semisubmersíveis francesas "Pentagone", no começo dos anos 70, e se tornou líder mundial da época na construção de semisubmersíveis e *jack-ups* para perfuração.

Depois dessas aquisições Spie consolidou-se no offshore. EMH continuou se destacando na concepção de torres complacentes, onde ela havia adquirido um certo domínio tecnológico, conquistado em cooperação com Elf. Na realidade, a EMH é um "spin-off" do setor de engenharia de Elf.

Em 1986, a divisão de petróleo de Spie-Batignoles chegou a faturar 2,5 bilhões de francos e ficou com 12% das encomendas do grupo, alcançando o ápice de sua expansão.

Bouygues tentou comprar Spie, chegando a adquirir 33,9% de seu capital. No entanto, a operação não deu certo. A reestruturação do grupo Schneider apoiada pelo Estado permitiu que esse grupo mantivesse o controle sobre Spie-Batignoles. Bouygues acabou saindo em 1987. Concomitantemente, o ritmo de expansão da empresa reduziu-se progressivamente. Os resultados tornaram-se cada vez mais negativos a partir do contra-choque do petróleo. A EMH, da mesma forma que toda a divisão offshore, deixou de existir, ao passo que Spie-Capag - o setor de dutos de Spie Batignoles - subsiste com dificuldades. As encomendas dessa divisão chegavam a menos de 1 bilhão de francos, em 1990. Mais recentemente (Usine Nouvelle, 2/9/93), comentava-se a retração total de Spie-Batignoles para fora da indústria do petróleo. É compreensível quando se leva em consideração que o grupo amargou um importante prejuízo de 274 milhões de francos, em 1992.

4.1.4 Compagnie Générale de Géophysique (CGG)

Essa empresa foi fundada, em 1931, por um dos irmãos Schlumberger. De forma que a CGG foi controlada pela multinacional franco-americana até 1960. A partir dessa data, ela adquiriu autonomia gerencial. No entanto, Total assumiu o controle acionário (40% Omnirex e 9% CFP). Essa companhia petroleira, como vimos anteriormente, sempre teve uma política de compra de ativos sem muita preocupação com o controle efetivo no setor para-petroleiro. Elf assumiu, também, uma importante presença no controle acionário da CGG (22% do capital).

Apesar da sua antiguidade, a CGG acompanha a trajetória da indústria francesa do petróleo. Ela realizou seus primeiros ensaios na região da Aquitaine e conheceu sua primeira importante fase de expansão na Argélia. A independência desse país trouxe um sério contragolpe para sua expansão, ao qual ela buscou responder internacionalizando-se. Ela direcionou seus esforços para os países do Terceiro Mundo que começavam a investir no petróleo, a partir de empresas nacionais (Indonésia, Brasil, Iran, Síria). Logo depois, a CGG buscou lançar-se no mercado americano. O ambiente extremamente competitivo desse mercado, onde gigantes como a Western Geophysical e a GSI dominavam, foi muito estimulante para a empresa francesa. Depois de vários anos realizando esforços, ela logrou se afirmar dentro desse mercado, no qual ela se destacou durante a década de 70.

Graças ao boom do offshore, a CGG conseguiu se afirmar como uma importante empresa no mercado mundial dos serviços de prospecção geofísica. Com a década de 70, ela voltou a crescer. A intensa cooperação com o IFP e as companhias petroleiras francesas ao longo dos anos 60, lhe permitiu ser pioneira no desenvolvimento de fontes sísmicas em meio marinho. Nesse contexto, ela desenvolveu o processo do "Vapor Choc", que consiste na implosão de uma bolha de ar, o qual foi apoiado pelo CEP&M.

A expansão dos anos 70, permitiu que a CGG se tornasse muito lucrativa e perseguisse uma estratégia de expansão baseada sobre dois pontos fortes. Em primeiro lugar, ela buscou ocupar a faixa nobre do mercado da geofísica, fugindo assim de uma concorrência muito forte que tendia a se acirrar nos períodos de crise. Isto só foi possível porque ela praticou uma política bastante voluntarista em matéria de P&D. Em segundo lugar, ela integrou as atividades conexas a do seu mercado tradicional. Assim, a CGG criou uma importante filial para produzir instrumentos geofísicos (Sercel), a qual ocupa uma posição dominante dentro desse nicho de mercado em nível internacional (Anexo I).

No começo dos 80, a CGG alcançou um grande porte, o que lhe permitiu ser cotada na bolsa. Hoje ela representa um dos títulos mais importantes da Bolsa de Paris, na indústria do

petróleo. A sua expansão se estendeu até meados da década de 80. Enquanto esse mercado decaiu de 5,5 para 1,9 bilhões de dólares, entre 1981 e 1987, a participação dessa empresa cresceu de 10 para 17%. Ela chegou a tornar-se a número 1 mundial.

No entanto, a contração desse mercado foi tão profunda que a CGG acabou amargando importantes prejuízos - de 220 milhões de francos em 1986, estendendo-se para 1987 e 88 - sobretudo após o contra-choque do petróleo.

A década de 80 mudou completamente a fisionomia do mercado dos serviços geofísicos. Em 1982, a Western, da Litton, e a Atlas Geophysical, da Dresser, fusionaram. Em 1988, a Halliburton adquiriu a GSI, que pertencia a Texas Instruments, e fusionou com a Gearhart. Do seu lado, Schlumberger voltou a geofísica adquirindo, no final da década de 80, a Prakla e a Geco que são as duas maiores empresas geofísicas europeias após a CGG²⁶.

Mesmo assim, a CGG conseguiu atravessar essa crise sem ser absorvida. A sua recuperação resultou do seu importante esforço em P&D. Os gastos em P&D ultrapassaram a barra dos 150 milhões de francos/ano na segunda metade da década de 80, correspondendo a 7% do faturamento, ao passo que essa taxa era de 5,5% em 1985. A CGG retomou seus programas de investimento, imobilizando anualmente recursos superiores a 300 milhões de francos. Como resultado dessa política, seu lucro líquido alcançou 96 milhões de francos em 1992, e o faturamento retomou sua expansão. Portanto, essa empresa superou a crise inovando.

Em decorrência a sua estratégia centrada na inovação e na integração, a CGG tinha a seguinte estrutura de atividades:

% do Faturamento	Atividade
51,5	Sísmica Terrestre
13,5	Sísmica Marítima
13,5	Processamento
4,0	Estudo de Reservatórios (softwares sísmicos, stratigraficos, etc.)
11,5	Instrumentos Geofísicos (Sercel)
6,0	Geofísica Geral (estudos de subsuperfície, aéreos)
7,0	P&D

Fonte: Relatório Anual da CGG, 1992

Salta a vista que a CGG atua numa gama diversificada de atividades. Ela ocupa uma posição de líder mundial na produção de instrumentos geofísicos (50-60% do mercado mundial). Ela penetrou na geofísica geral (magnetometria e gravimetria) que representa 6% das

²⁶ A empresa alemã Prakla foi parcialmente adquirida em 1989 por Schlumberger e definitivamente em 1991, enquanto a norueguesa Greco foi comprada em 1987.

suas atividades. Uma área importante é a de processamento, que ela realiza em seus centros informatizados. Ela dispõe de 5 desses centros (Massy Palaiseau-Paris, Londres, Oslo, Calgary e Houston). Esses centros são responsáveis pelo tratamento de 80% dos levantamentos sísmicos que a empresa realiza.

Para sustentar sua política de venda de serviços, com alto conteúdo tecnológico, a CGG desenvolve uma estratégia voltada para a inovação em áreas associadas aos serviços sísmicos. Esses esforços dirigem-se, por um lado, a concepção de novos instrumentos que ela mesma produz (vibradores, geofones, sistemas de radioposicionamento) ou então para encomenda de certos equipamentos sofisticados (barcos especializados em sísmica). Por outro lado, a CGG desenvolve software com interfaces gráficas para o processamento e interpretação da sísmica em 2D e 3D.

4.1.5 Forasol-Foramer (Soletanche)

Soletanche é um grupo industrial cujas áreas principais de atuação são a construção civil e a perfuração de poços de petróleo. Esse grupo, relativamente pequeno, da construção civil se especializou no campo de fundações e túneis. O capital é controlado por pessoas físicas, embora GTM-Entrepose detenha uma participação de 25%. Historicamente sua atividade de serviços de perfuração foi preponderante. A filial Forasol foi fundada no ano de 1958, em associação com Ackermans & Van Haaren (Holanda). Essa filial conheceu sua primeira fase de expansão com o petróleo argelino. Em 1965, foi criada Foramer, uma empresa 100% Forasol, que foi precursora no uso de barcos de posicionamento dinâmico para perfuração.

Essas duas empresas de perfuração conheceram sua idade de ouro durante a década de 70 e a primeira metade dos 80. Em 1980, a perfuração com um volume de venda de 811 milhões de francos representava dois terços do faturamento do grupo. Esse volume de vendas duplicou até 1985. Desde então, ele vem despencando, de maneira que hoje Soletanche está se direcionando novamente para a construção civil. Em 1992, Forasol-Foramer representava apenas 12% do faturamento do grupo.

Na realidade, essa queda é consequência direta da crise da perfuração de poços em escala mundial. O número de poços furados no mundo ocidental foi, em 1992, quase o terço do que era em 1985 (35.000 contra 91.000). Em consequência, a concorrência pelos preços se intensificou no mercado de serviços de perfuração.

No entanto, Soletanche sempre teve uma forte tradição de investimento em P&D. Em 1988, ela gastava 5% de seu faturamento de mais de 1 bilhão de francos. Em seus laboratórios foram desenvolvidas importantes inovações em estreita colaboração com Geoservices, como os instrumentos de gravação de parâmetros de poços.

4.1.6 Amrep

As atividades de Amrep iniciaram-se na África, em 1945. Nesse ano André Miller, engenheiro da construção naval e "polytechnicien", fundava l'Union Industrielle Africaine (UIA). Essa empresa se especializou na produção de equipamentos para as antigas colônias da África. Em 1957, a descoberta do campo de Hassi Méssaoud e depois de Port Gentil no Gabão permitiram que essa empresa adquirisse uma nova dimensão. Em 1964, foi criada a Holding AMCO (André Miller Corporation) para coordenar as atividades de suas numerosas filiais. Seis anos mais tarde, AMCO fusionou-se com a SNAMAREP, uma empresa que produzia equipamentos para a indústria do petróleo, cujo principais donos eram a RAP, a SNPA e a CFP. Dessa fusão nasceu Amrep, uma Holding que agrupava várias filiais. Os ativos industriais mais importantes estavam baixo o controle da UIE (Unité Industrielle d'Entreprises). A UIE realizou durante a década de 70, dois terços do faturamento do grupo. Ela dispunha de dois estaleiros navais - um em Cherbourg e outro no Le Havre-, uma fábrica em Montpellier e duas oficinas de concertos - em Toulouse e Bordeaux.

Amrep se expandiu formidavelmente durante a década de 70 e começos dos anos 80 (Tabela 17). Essa Holding adquiriu uma posição de destaque no desenvolvimento e construção de sistemas de produção offshore no Mar do Norte. Ela participou da construção de Ekofisk para Shell-Brent e de Frigg. Em Frigg, Amrep adquiriu suas primeiras medalhas de "arquiteto internacional do offshore", por ter desempenhado um papel muito importante. Ele construiu também as plataformas de concreto de Loango (Gabão).

Depois desses sucessos de engenharia e de construção naval, Amrep se lançou na criação de plataformas auto-elevatórias e semisubmersíveis. Essa estratégia de diversificação se efetivou através de uma joint-venture com a CFEM.

Tabela 17: Indicadores Economicos de Amrep entre 1973-82 (em milhões de Fr.)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Faturamento	387	493	445	887	1.236	1.343	2.068	1.895	2.879	3.300
Exportações	130	299	309	829	1.169	1.266	1.881	1.645	2.702	2.788
Investimento	20,5	33,5	42,5	15,1	99,9	102,6	21	190	203	100
P&D	6	9	13,3	16	11,1	34,7	21,3	22,5	23,5	36
P&D/Fatur. (%)	1,55	1,83	2,99	1,80	0,90	2,58	1,03	1,19	0,82	1,09
Margem Bruta	11,7	25,5	41,3	67,5	140	111	100	116	178	161
Lucro Liquido	36	39,1	58,2	94,7	141,4	201,1	241	311,9	382,6	450
Empregados	3.400	3.000	3.250	4.400	3.926	5.300	6.689	6.864	8.540	10.000

Fonte: Relatórios Anuais de Amrep

De fato, no começo da década de 80, aproveitando-se do seu dinamismo, que se contrapunha ao das demais empresas, Amrep adquiriu várias empresas do setor, entre as quais: CG Doris, Sud Marine e Technigaz. Em 1982, a Holding chegou a controlar nada menos que 40 filiais, realizando um faturamento de 3,3 bilhões de francos e empregando 10.000 pessoas. Nessa época, os principais acionistas eram André Miller (12%), a CFP-Total (14%) e Paribas (13%). O governo através do Ministério da Indústria apostou, na época, muito na capacidade de Amrep em vir a tornar-se uma Holding semelhante a ISIS-IFP, agrupando as mais importantes empresas do para-petroleiro francês ²⁷.

Aparentemente o governo subestimou a deriva da estratégia demasiadamente voraz de Amrep. Essa empresa enfrentou sérias dificuldades quando irrompeu a crise do setor para-petroleiro que se iniciou em 1982. Para enfrentar o estreitamento do mercado, a UIE se envolveu com operações extremamente arriscadas em países do Terceiro Mundo. Essa estratégia, com algumas variações, foi bastante próxima a de Technip. Desta forma, a construção de duas plataformas semisubmersíveis para a Petrobrás e vários contratos com a Nigéria provocaram prejuízos da ordem de 400 milhões de francos para UIE, segundo Amrep.

Total, que era a principal acionista de Amrep, não se mostrou muito disposta em investir nesse grupo, por estar ela mesmo enfrentando sérios problemas financeiros e querendo se reposicionar na sua atividade principal. A estratégia de associação com setor público foi questionada. Buscou-se então um novo parceiro pelo lado do setor privado. Essa associação foi tentada junto a Bouygues, com quem Amrep havia competido na compra de CG Doris. No entanto, Bouygues duvidou fortemente das reais condições financeiras de Amrep, mesmo com o aval dado pela Comissão de Operações da Bolsa de Paris, em 1984. O grande grupo da construção civil que ia adquirir 51% do capital, exigiu que fosse feita uma auditoria pela Arthur Andersen. O resultado dessa auditoria mostrou que a situação de Amrep era absolutamente crítica: 823 milhões de francos de prejuízo, em 1983, e perdas futuras de 500 milhões de francos, da mesma forma que uma necessidade de injetar 200 milhões de francos para reestruturar o grupo; ademais, a filial venezuelana requeria outros 100 milhões de francos. No total, 1,4 bilhões de francos precisavam ser investidos para salvar o grupo.

Frente a uma conta tão alta, Bouygues decidiu dar marcha ré, da mesma forma que Elf, que devia participar também da aquisição. Finalmente, Amrep entrou em falência. Uma parte de seus ativos foram adquiridos por Bouygues (UIE UK, Petrom, Camom, UIE Cameroun, Congo Industries, Nisco Nigéria e Technigaz correspondendo a 1 bilhão de francos sobre um total de 3,5 bilhões). O preço dessa compra montou-se a 160 milhões de francos.

²⁷ O relatório Codis, feito a pedido do Ministério da Indústria a começos da década de 80, recomendava a concentração das empresas para-petroleiras francesas em torno de quatro pólos: Amrep-Total; Bouygues-Elf; IFP-Technip; e dos dois grupos siderúrgicos (Usinor-Sacilor que controlava ETPM, CFEM e Sofresid; e Empain-Schneider que através de Spie-Batignoles influia sobre Anchor Systems, Intersub e EMH).

Amrep foi um dos maiores escândalos da Bolsa de Paris, na década de 80. Ao dissimular informações, ela obteve um parecer favorável da Comissão de Operações da Bolsa, tendo, assim, a permissão de lançar no mercado obrigações. Em função desses fatos, André Miller e outros dirigentes da Holding foram julgados, declarados culpados frente a um Tribunal francês e condenados por publicar informações falsas e por cumplicidade com esse fatos. A liquidação de Amrep gerou graves problemas sociais, sobretudo em Cherbourg onde se localizava o maior estaleiro do grupo, o qual foi fechado.

4.1.7 Bouygues Offshore (BOS)

BOS é uma filial do grupo Bouygues, cujas atividades estão concentradas na construção civil. Do conjunto do faturamento do grupo número 1 da construção civil francesa, que alcançou em 1992, 62,7 bilhões de franco, BOS apenas representa 3%. Essa filial foi criada em 1974, já em pleno boom da atividade offshore. Até o começo da década de 80, ela permaneceu como uma empresa de pequeno vulto. Foi através de associações com grupos de engenharia americanos, tais como Earl and Wright (uma filial de Sedco), que a empresa lançou-se no desenvolvimento de um certo número de campos de petróleo. Ao longo da primeira metade da década de 80, ela teve uma política de compra de outras empresas para-petroleiras como HDR, uma empresa de engenharia especializada na construção e concepção, e depois de Amrep. CG Doris que foi durante muito tempo cobiçada acabou escapando-lhe.

No meio da década de 80, BOS alcançou seu apogeu, dispondo de 20 filiais francesas e internacionais, empregando 5.000 pessoas e realizando um faturamento de 2,3 bilhões de francos. De maneira que com a falência de Amrep, de quem adquiriu parte dos ativos, BOS se tornou a principal empresa para-petroleira de construção naval, lugar que ainda ocupa até hoje. Graças a aquisição de Amrep, a capacidade técnica de sua filial BG Engineering e a sua associação com a CFEM, ACB (Alstom), Doris e IFP, BOS tornou-se a principal empresa francesa de engenharia para novos sistemas de perfuração e produção. Em associação com essas empresas, ela desenvolveu a concepção de TLP para o Ártico e de plataformas semisubmersíveis.

No entanto, apesar da sua rápida ascensão, BOS chegou num mau momento. A atividade offshore entrou em depressão constante, a partir da segunda metade da década de 80. Em decorrência, essa empresa apresentou prejuízos sucessivos ao longo desse período (162 milhões de francos em 1986, 58 em 1988 e 105 em 1990). A solução que foi adotada para superar essas dificuldades passou pela busca de alianças. Uma joint-venture paritária foi criada em 1986 com a empresa norueguesa Solheimsviken para operar nesse país. Em 1990, BOS se associou com a SNC (nº 2 da engenharia canadense) especializada na área energética para competir com Technip.

A filial Tecnigaz, especializada na engenharia de transporte de gás natural liquefeito, foi adquirida de Amrep. Ela apresentou recentemente um bom desempenho graças a importantes contratos assinados na Coreia do Sul e na Turquia. É pelo lado da diversificação fora do offshore que BOS tentou contornar o seus problemas. Em 1992, essa atividade representava unicamente 52% de seu faturamento.

No começo da década de 90, BOS obteve importantes contratos na África. No entanto, o volume de sua atividade enfrentou uma queda contínua; o seu faturamento caiu de 3,8 bilhões de francos, em 1991, para 2,7, em 1993.

Observa-se, na realidade, um descomprometimento crescente do grupo Bouygues com o petróleo e o offshore. Isto se traduz por uma redução do esforço de P&D do grupo nessa área. Ao contrário da década de 80, repara-se que foram feitos menos projetos dirigidos a concepção de novos sistemas de produção, ao contrário das empresas que trabalham especificamente no campo da engenharia como Doris e TPG.

4.1.8 ETPM

ETPM é uma filial do grupo da construção civil GTM-Entrepose, cujo faturamento foi de 28 bilhões de francos em 1992. ETPM foi fundada em 1967, quando ainda a indústria offshore francesa estava dando seus primeiros passos. Sua especialidade é a colocação de dutos submarinos e a construção de plataformas.

O verdadeiro desenvolvimento de ETPM teve início durante a primeira metade dos anos 70, quando a empresa se encarregou do desenvolvimento do campo Mubarras em Abu Dhabi para a empresa estatal Abu Dhabi Oil Co (ADOC). Sua presença no Golfo Pérsico data de 1968, onde ela desempenhava atividades como prestadora de serviços na instalação de dutos submarinos, dispondo de 4 barcas e de 1000 empregados. Essa região se tornou a sua principal área de atuação, contrariamente às outras empresas para-petroleiras francesas que se orientaram preponderantemente para o Mar do Norte. Ela se destacou na área da colocação de dutos submarinos, onde ela obteve várias vezes recordes mundiais de velocidade.

As funções principais de ETPM são a fabricação e a instalação de plataformas de perfuração de produção, de terminais e de dutos submarinos. Ela faz a manutenção desses sistemas; dispõe de uma importante frota de barcas para operar no offshore; possui vários estaleiros navais, em Abu Dhabi, no Iran, no Gabão e no Reino Unido em associação com John Laing. Essa empresa conta com uma divisão de engenharia que faz o projeto básico e a P&D.

O faturamento de ETPM alcançou seu ponto culminante em 1982: 4,151 bilhões de francos. Desde então, ele não parou de cair para chegar 1 bilhão de francos em 1986. A década de 80 se caracterizou por um progressivo descomprometimento com o Oriente-Médio e a tentativa

de reforçar sua posição em outros mercados como o Brasil, o Mar do Norte e o Extremo Oriente.

ETPM não se lançou em grandes operações de compra como suas homólogas, que vimos anteriormente. Sua única experiência, nesse sentido, foi a compra de 15% de EMH. Com essa compra ela tentou vender sua concepção de torre "en roseau" com estrutura fixa ou flexível (chamada de torre complacente) a vários países: Brasil e Golfo do México na forma de projetos chaves-em-mão. ETPM desenvolveu máquinas para soldagem de tubos de grande diâmetro (mais de 20 polegadas).

A segunda metade dos anos 80 foi marcada por constantes prejuízos e queda no faturamento. Este chegou a alcançar 525 milhões de francos, em 1987, associado a um prejuízo de 160 milhões de francos. A partir de 1988, observa-se uma retomada; o faturamento subiu e alcançou 1,2 bilhões de francos em 1990, porém mantendo ainda um nível de prejuízo elevado.

Em 1985, o relatório Levy sobre a indústria para-petroleira, realizado a pedido de Edith Cresson, então Ministra da Indústria, recomendava a fusão de ETPM e BOS para enfrentar a crise do setor. Porém, as reticências foram muito fortes de ambas as partes. O problema levantado, para que essa fusão não fosse levada a cabo, foi que BOS era demasiado diversificada ao passo que ETPM estava mais concentrada no petróleo.

Finalmente, para superar esse impasse ETPM acabou se associando com Mc Dermott, o grande grupo de engenharia offshore americano, em 1989. Essas duas empresas realizaram uma joint-venture, onde cada qual coloca uma parte de seus ativos (4 barcas e 2 estaleiros navais). No entanto, na divisão dos resultados 40% iam a empresa francesa e 60% para a americana. Além do que, Mc Dermott conservou, deste modo, o controle do mercado americano.

Os problemas financeiros não foram apenas exclusivos a ETPM, uma vez que a matriz GTM-Entrepose, que pertencia a Vallourec, passou também por um período difícil. Em 1988, a Lyonnaise des Eaux-Dumez, um poderoso grupo francês atuante no saneamento e na construção civil, acabou assumindo o controle de GTM-Entrepose, e conseqüentemente de ETPM.

Durante a década de 90, a situação de ETPM melhorou bastante. O seu faturamento voltou a crescer, chegando aos 2,3 bilhões de francos, em 1991, e aos 2,6 bilhões, em 1992. Essa empresa logrou diversificar suas áreas geográficas de atuação. Ela obteve, em 1989, o contrato para a reconstrução do Terminal Kharg no Iran, destruído no conflito com o Irak, e outros importantes contratos para a colocação de gasodutos e oleodutos no Mar do Norte, além de projetos de construção de plataformas para Elf na Nigéria.

O esforço de pesquisa se concentrou na colocação de dutos. Nesse sentido, ETPM desenvolveu as máquinas de soldagem Saturno, os sistemas de inspeção visual e melhoramento do material para recobrimento de tubos submarinos.

4.1.9 A Comex (Compagnie Maritime d'Expertise)

A Comex, que voltou-se para a prestação de serviços de mergulho e para a produção de equipamentos necessários a esse tipo de atividade, teve seu desenvolvimento associado ao da indústria offshore na França. A sua história está associada à de um homem, Henri Delauze, seu fundador e por muito tempo acionista principal. A Comex foi fundada em 1962. Em 1967, ela já havia adquirido uma dimensão importante, ao empregar 170 pessoas. Com essa dimensão ela pode aproveitar-se plenamente do boom do offshore na década de 70. Durante essa década, ela se expandiu aceleradamente, chegando a empregar 1.150 pessoas em 1972 e a faturar 107 milhões de francos; e pulando para 2.700 pessoas em 1976 e um faturamento de 450 milhões de francos.

A Comex é um caso exemplar de empresa inovadora que soube gerar um novo mercado a partir de seus serviços e equipamentos de mergulho. No entanto, em função de problemas provocados por uma má gestão interna, ela não soube assimilar as reversões de ciclo, sempre muito comuns nessa indústria, nas quais se juntavam retração da demanda e aumento da concorrência da parte de novos competidores. Graças ao seu grande dinamismo tecnológico, essa empresa tornou-se a número 1 mundial em mergulho, ocupando o espaço desse mercado que se expandia de acordo com o boom do década de 70. Esse dinamismo tecnológico deve ser situado no contexto de um micro-sistema de inovação, no qual complementarmente a Comex atuavam vários órgãos públicos para fomentar a P&D (CEP&M, DGXVII, Anvar) e o CNEXO, que se tornaria depois IFREMER, em projetos associados. De forma que as despesas de P&D eram muito altas para o padrão da indústria para-petroleira (Tabela 18).

Tabela 18: Proporção das despesas de P&D no Faturamento durante a década de 70

Ano	1974	1975	1976	1977
P&D/Fat. (%)	17,6	12,9	21	8,6

Fonte: Relatórios Anuais da Comex

Apesar das fortes oscilações que os gastos de P&D apresentaram (Tabela 18), a Comex possuía todas as características de uma empresa intensiva em tecnologia. Isto estava relacionado

com o fato dessa empresa desenvolver, em estreita associação com o CNEXO, importantes programas de mergulho que tiveram um papel de vanguarda para a pesquisa científica e tecnológica. Como resultado dessa cooperação, a Comex foi várias vezes recordista mundial em profundidade de mergulho, a partir das várias gerações de equipamentos Hydra, desenvolvidos e fabricados por ela mesma.

A Comex tornou-se rapidamente um dos maiores sucessos comerciais do setor para-petrolero francês, graças a sua capacidade de reconverter os resultados de seus esforços no campo da pesquisa científica para a indústria offshore. No entanto, por causa de problemas de gestão interna, ela teve muito cedo problemas críticos de crescimento. Em 1977, a Comex tinha 25 filiais dispersas em todo mundo. Quando nesse ano ocorreu um certo refluxo da atividade offshore, ela amargou um importante prejuízo e teve que despedir 200 empregados.

A estratégia de seu diretor-fundador foi de tentar fazer alianças com grandes empresas do ramo para contornar certos problemas, como o da penetração no mercado americano. Desta forma, em 1979, Mc Dermott tentou sem muito sucesso adquirir a Comex, com o consentimento de seu diretor. No entanto, o principal obstáculo para essa transação foi a oposição categórica do Ministro da Indústria (na época André Giraud), que alegou problemas de desemprego e sobretudo de estratégia industrial. O ministério acabou propondo a alternativa de Amrep, que Delauze rejeitou.

Essa primeira crise foi superada com alguns arranjos, como uma participação de 10% do CNEXO em sua filial Comex Industries (o fabricante de equipamentos) e uma participação parcial da empresa britânica Houlder na Comex. Na verdade, a intensificação da concorrência no mercado de serviços de mergulho mostrou claramente que a empresa francesa tinha de fazer alianças para obter o acesso a mercados externos. O mercado americano fechou as portas, principalmente depois do fracasso da associação com Mc Dermott; de forma que a associação com Houlder que adquiriu 16% da Holding Comex e 50% da filial britânica Comex Diving teve por objetivo permitir o acesso ao mercado desse país.

Uma nova tentativa de aliança foi realizada, em 1981, para ingressar no mercado americano, desta vez com Oceaneering, a nº 2 mundial em serviços de mergulho, numa composição de 60% para a empresa americana e 40% para a francesa²⁸. Deve-se salientar, para justificar as proporções dessa transação, que a Oceaneering era uma empresa com controle de capital bastante pulverizado, excluindo-se uma empresa árabe, que detinha 20%, e era cotada na Bolsa de Nova York, ao passo que a Comex era majoritariamente controlada pelo seu Diretor. O Ministério da Indústria se opôs uma nova vez a essa transação, impondo como condição uma participação 50-50, o que equivaleria ao controle de Oceaneering por Comex, sendo por esse motivo rejeitada pelos americanos.

²⁸ Em 1981, a Comex tinha 24% do mercado mundial de serviços de mergulho e a Oceaneering 18%.

Mesmo sem sucesso em suas alianças com empresas americanas, a Comex reformulou sua estratégia. Ao invés de tentar integrar um conjunto cada vez maior de atividades ligadas ao mergulho (serviços de mergulho, fabricação de equipamentos diversos) e ao mesmo tempo atuar sozinha em suas numerosas filiais, ela passou a mudar de estratégia, a partir de 1981. A nova orientação traduziu-se pelo reposicionamento em atividades de alto valor agregado - deixou-se de lado, por exemplo, a fundição de peças - e pela busca de associação com novos parceiros locais para a prestação de serviços.

Essa nova estratégia, associada a retomada do mercado offshore durante a primeira metade da década de 80, possibilitou que a Comex reconstituísse suas margens de lucro (Tabela 19). Ela também procurou, como parte dessa estratégia, subcontratar cada vez mais o pessoal de mergulho, para poder enfrentar as oscilações do mercado.

No entanto, a Comex apostou demasiadamente no mergulho. A integração das atividades de substituição não entrou com suficiente força em sua estratégia, embora ela tivesse criado uma linha de produção de ROV (veículo de operação remota). Esses equipamentos permitem cada vez mais prescindir do uso de mergulhadores e representavam um mercado em forte expansão.

Tabela 19 : Indicadores Economicos da Comex - 1980-91 (milhões de Fr)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Fatur.	724,1	1.121	1.073	1.197	1.281	1.315	1.041	844	1.100	1.250	1.228	1.233
Lucro Liquido	48,7	59,6	30,3	6,6	-148	10,8	-18,9	-35,2	-14,5	2,3	11,6	-14,6
Invest.	60,7	72,1	150,1	123,9	60,4	56,3	39,9	31,8	50,9	49,8	46,3	69,8
P&D	8,5	12	20,6	28,2	53,2	16,4	67,2	35,8	45,7	46,3	42,5	36,7
P&D/ Fat. (%)	1,2	1,1	1,9	2,4	4,2	1,2	6,5	4,2	4,2	3,7	3,5	3,0
Empreg.	1.940	2.397	2.354	2.136	2.153	1.978	1.634	1.795	1.943	2.031	1.916	2.007

Fonte: Relatórios de Atividade da Comex

O Estado, que sempre havia sido muito generoso no financiamento a P&D no campo do mergulho a grandes profundidades, reduziu de forma substancial seus investimentos no início da década de 80. Somente em 1982, esses investimentos recobram vulto e permitiram que a Comex desse um novo impulso ao projeto Hydra. Outros projetos foram realizados no campo da robótica e da soldagem hiperbárica, com o apoio do CEP&M e da CE. Em consequência a esses investimentos, Hydra VIII bateu novamente o recorde mundial de mergulho, em 1988.

No entanto, a Comex continuou sofrendo problemas de más escolhas estratégicas e de uma administração inadequada. Em 1984, em plena reviravolta da conjuntura, essa empresa decidiu de investir 300 milhões de francos em uma plataforma semi-submersível. Essa compra foi extremamente nociva para a sua rentabilidade; o prejuízo desse ano alcançou 148 milhões de

francos. Por outro lado, diversos erros técnicos foram cometidos na Arábia Saudita e na Indonésia que acabaram lhe custando muito caro.

No final da década de 80, vendo o mercado do offshore minguar, a Comex diversificou-se para novas áreas. Ela criou uma filial na robótica para centrais nucleares (Comex Nucleaire), na robótica (Comex Cybernetix) e na diversão (Comex Marine Parks). Essa estratégia não foi suficiente para dar conta dos problemas que ela enfrentava. Ela chegou tarde no que diz respeito a robótica. Frente a dificuldades crescentes, Delauze decidiu desfazer-se da parte mais importante da Holding, os serviços submarinos.

A postura do Ministério da Indústria tornou-se menos restritiva para associações com empresas estrangeiras, em virtude de importantes mudanças na condução da política industrial francesa. Nesse novo contexto, Delauze propôs uma associação 50/50 com W.W. Taylor, uma filial de serviços submarinos da Halliburton. No entanto, essa aliança não conseguiu ir para frente por falta de capital da Comex. Finalmente, em 1992, a Comex Services foi adquirida pela Stolt-Nielsen Seaway que pertence ao grupo norueguês, sediado no Luxemburgo, Stolt Tankers and Terminals, pelo montante de 360 milhões de francos e mais 200 milhões de dívidas assumidas. A nova empresa oriunda da fusão das duas anteriores chama-se Stolt Comex Seaway e passou a ser líder mundial em mergulho com um faturamento de 3,5 bilhões de francos e 7.000 empregados, em 1993. As ex-filiais de produção de equipamentos (Comex Industries e Cybernetix) continuaram sob controle francês.

4.1.10 Coflexip

Outro importante exemplo de empresa inovadora no setor para-petroleiro é o de Coflexip. Essa empresa emana do IFP. Ela resulta dos importantes esforços tecnológicos que foram realizados durante o projeto tecnológico do "flexoforage" (ver 2.3 e 2.4). Nesse programa, o IFP desenvolveu novas técnicas para a fabricação de tubos flexíveis de grande extensão junto com a Société des Hauts Fourneaux de la Chiers (HFC). O lançamento junto ao mercado do novo produto foi feito pela filial do IFP, a Compagnie Française de Géomécanique Technip; esta última, que era responsável pela realização de numerosos protótipos, trouxe uma demonstração prática do interesse dos tubos flexíveis. Consciente da importância dessa inovação, o IFP decidiu criar uma nova filial em colaboração com a HFC. Coflexip foi fundada em 1972 com a seguinte estrutura de capital: HFC (51%), IFP (24,5%), Omnium Français du Pétrole-CFP (12,25%), Elf (12,25%).

O mercado de Coflexip sempre foi o offshore. No entanto, essa empresa teve uma evolução bastante diferente da maior parte das empresas para-petroleiras. De fato, a tecnologia dos flexíveis sobreviveu a crise dos 80, ao ser portadora de soluções tecnológicas adaptadas às novas condições da produção offshore. Essas soluções consistem em sistemas de produção

móveis para campos periféricos de média e grande profundidade. Esses sistemas, de maneira geral, são plataformas semisubmersíveis que utilizam tubos flexíveis para se interligarem aos poços devido a sua mobilidade em relação ao fundo do mar. A ocupação desse nicho tecnológico evoluiu quase a contramão do resto da indústria para-petroleira. No entanto, ela percorreu um longo caminho até chegar a esse ponto.

As companhias petroleiras francesas tiveram um papel importante para que essa tecnologia se viabilizasse inicialmente. De fato, as primeiras aplicações dos tubos flexíveis foram feitas no quadro do desenvolvimento do campo de Emeraude no Congo por Elf, no início da década de 70. A criação desse mercado exigiu que Coflexip desenvolvesse a tecnologia de colocação dos tubos flexíveis. Essa nova atividade deu lugar a criação de uma nova empresa em 1976: a Flexservices. Esta empresa tinha uma composição de capital bastante diferente a de Coflexip, pelas reticências de HFC em trazer capital para a nova empresa. As duas empresas acabaram fundindo-se em 1980.

O primeiro salto de Coflexip foi dado no mercado do offshore europeu, africano e americano. No apogeu dessa primeira fase de expansão, o seu faturamento chegou a alcançar 160,9 milhões de francos, em 1977. Mas desde o final da década de 70, começou a abrir-se um mercado de extrema importância para Coflexip: o Brasil. Esse país, para explorar seus reservatórios localizados em águas cada vez mais profundas, escolheu precocemente soluções que requeriam o uso de tubos flexíveis. A utilização dessa tecnologia era fundamental, em primeiro lugar, para por em funcionamento os seus sistemas de produção antecipada (SPA), no final da década de 70 e no início dos 80. Em seguida, Coflexip participou da implantação dos sistemas de produção flutuantes, abundantemente usado no Brasil durante a década de 80 e 90.

Mesmo com a abertura do mercado brasileiro, Coflexip enfrentou sérios problemas financeiros durante a crise do setor para-petroleiro, em 1982. A razão dessa crise originou-se em sua estratégia de concentrar suas atividades de produção na França. Por ser uma empresa inovadora, Coflexip sempre tentou manter o monopólio ao extremo sobre sua tecnologia, concentrando suas atividades industriais na França. Essa estratégia foi contestada pela Petrobrás, no começo da década de 80, quando o Brasil enfrentou sérios problemas de Balanço de Pagamentos. A solução que foi encontrada consistiu em criar uma fábrica em Vitória no quadro de uma filial que era uma associação com o capital nacional: a Brasflex (60% Coflexip e 40% Bradesco)²⁹. Ademais da localização da nova planta, a divisão do controle acionário com um sócio brasileiro representou uma novidade para a estratégia de Coflexip.

Ao mesmo tempo, Coflexip empreendeu uma reestruturação interna. A empresa HFC se retirou de Coflexip, em 1983, deixando sua participação para Usinor (um importante grupo

²⁹ Além da fábrica de Vitória, Coflexip dispunha na época de uma oficina de montagem e concerto em Houston, datando dos anos 70.

siderúrgico francês). Elf acabou ocupando progressivamente esse espaço vazio tornando-se o principal acionista: 24% das ações em 1983 e 36% em 1992. Durante o ano de 1984, quando ela começava a instalar sua nova fábrica no Brasil, Coflexip procedeu ao fechamento de sua fábrica parisiense e concentrou suas atividades em Le Trait. Como resultado dessa reestruturação foram despedidos 284 empregados.

O dinamismo do mercado brasileiro permitiu que Coflexip atravessasse a década de 80 praticamente incólume, mantendo seu nível de atividade num patamar superior ao que tinha no decorrer da década de 70 (Tabela 20). Durante essa década o mercado brasileiro chegou a representar 50% do faturamento de Coflexip.

Tabela 20 : Indicadores Economicos de Coflexip (milhões de Fr)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1992
Faturam.	298	493	827	1.006	1.361	838	877	580	652	1.068	789	1.943
Margem Bruta	22	44	76	106	142							
Lucro Líquido	5,5	-2,8	8,4	9,1	47,3	20,2	12,2	32,1	59,5	76,7	24,5	112,8

Fonte: Relatórios Anuais de Coflexip.

No começo da década de 90, a trajetória de Coflexip teve um novo ponto de inflexão. A escolha que foi feita pela Petrobrás de sistemas de produção flutuantes começou a se difundir no Mar do Norte com o desenvolvimento dos campos marginais. Em 1992, essa empresa duplicou sua produção a partir de um grande volume de encomendas europeias. Atualmente, a Europa representa seu principal mercado.

Fortalecida por seus bons resultados e suas gordas margens, Coflexip decidiu se lançar numa estratégia de concentração (compra de concorrentes) e de integração de novas atividades. A estratégia de concentração se manifestou a partir da tentativa de compra da Well Stream, sua única concorrente no mercado internacional. Essa empresa americana representa apenas 5% de um mercado quase monopolizado por Coflexip (95%). Com essa compra, a empresa francesa se tornaria um monopólio de fato. Por essa razão, o Departamento de Justiça americano vetou a operação de compra, no começo de 1993.

Por outro lado, Coflexip buscou integrar atividades complementares mas que eram bastante distintas do ponto de vista tecnológico. A empresa francesa adquiriu a Perry Tritech, uma empresa americana que é líder mundial na concepção e fabricação de ROV e de sistemas submarinos teleguiados. Deve-se salientar que a compra da Comex Ihe foi proposta anteriormente pelas autoridades governamentais que queriam evitar que esta empresa caísse

em mãos estrangeiras, mas Coflexip a rejeitou. Nesse sentido, essa empresa teve uma estratégia prudente que buscava mais a integração do que a diversificação, mas houve também uma certa incompatibilidade entre as culturas das duas empresas.

O controle acionário de Coflexip ficou concentrado num "noyau dur" de grupos franceses: IFP-ISIS (26%), Elf (36%) e BNP (8%)³⁰. Essa forma de participação representou um meio para garantir uma certa autonomia à empresa e sua efetiva inserção dentro do sistema de inovação francês.

A inovação tecnológica sempre foi o ponto forte da estratégia industrial de Coflexip. Sua capacitação tecnológica é tão alta, que ela detém o quase-monopólio da produção de tubos flexíveis. Embora, desde a sua criação, as inovações de produto tenham sido muito importantes, como o progressivo aumento da dimensão e a redução de peso dos tubos, são as inovações de processo que explicam, em grande parte, o seu avanço sobre os concorrentes. Essas inovações consistem nos processos de fabricação e de colocação dos tubos. Esse tipo de tecnologia não pode ser facilmente reproduzida pelos concorrentes, o que lhe outorga um importante avanço.

O esforço em P&D se divide em partes iguais entre o IFP e Coflexip. As inovações de produtos consistindo na redução de peso dos tubos e no aumento de diâmetro através da substituição de materiais são realizadas em estreita colaboração com a Divisão de conjuntos industriais de produção do IFP. A presença do setor público (CEP&M) é crucial para o financiamento de vários projetos de novos tubos flexíveis.

4.1.11 Vallourec

Vallourec originou-se a partir da estratégia de verticalização de Sacilor (um importante grupo siderúrgico francês) que buscava expandir-se para segmentos a jusante de metalurgia pesada. Ela se especializou na produção de tubos e outros produtos metalúrgicos como autopeças, partes mecânicas, etc.. O mercado de tubos para a indústria do petróleo representava apenas 23% do faturamento grupo que foi de 6,6 bilhões de francos em 1992.

Sua especialidade é de produzir tubos sem soldagem para perfuração de poços, mas ela produz também tubos de "casing", de "tubing" e dutos. Esse mercado tem um peso econômico significativo para a indústria do petróleo. Por exemplo, o "casing" representa 18% das despesas realizadas com um poço (Dutra, 1993). A Bakers Tools, uma das grandes empresas petroleiras americanas do começo do século deve seu nascimento ao início dessa atividade.

³⁰ Essa estrutura de capital pode vir a modificar-se em função do lançamento de ações de Coflexip na Bolsa de Nova York a partir de dezembro de 1993.

Vallourec começou sua expansão no setor para-petroleiro com o boom do petróleo argelino. Foi nessas circunstâncias que ela estabeleceu sua competência na fabricação de tubos de aço sem costura. A divisão de gás e petróleo seguiu uma evolução semelhante ao conjunto do setor, expandindo-se até 1982. Desde então as dificuldades se acumularam.

A prosperidade de Vallourec nos anos de ouro do petróleo foi tal que ela criou uma filial que tornou-se um gigante da construção civil: o grupo GTM-Entrepose, cuja filial ETPM analisamos anteriormente. Esse grupo tornou-se maior do que Vallourec.

No começo da década de 80, Vallourec tentou abrir novos mercados se implantando nos Estados-Unidos em associação, primeiro, com a Hugues Tools, e, depois, com a Sumitomo. Essa estratégia não trouxe os resultados separados uma vez que o mercado americano de perfuração entrou em colapso depois de 1985. O número de poços caiu a metade no prazo de um ano³¹.

Em 1986, o grupo Vallourec, após o contra-choque do petróleo e de problemas com a EDF, a quem vendia sistemas de troca de calor para centrais nucleares, teve importantes prejuízos. Um processo de reestruturação interna foi então realizado. O grupo acabou se desfazendo de GTM-Entrepose que caiu sob controle da Lyonnaise des Eaux-Dumez. Os bancos públicos (BNP, Crédit Lyonnais e Société Générale) ajudaram Vallourec recapitalizando-a. A Lyonnaise des Eaux adquiriu uma participação acionária (13%), posicionando-se ao lado de Usinor-Sacilor(28%). A reestruturação requereu o fechamento de diversas fábricas para coloca-la novamente em posição lucrativa.

4.2 Algumas conclusões sobre a trajetória das empresas para-petroleiras

Os casos exemplares que analisamos ilustram as transformações transcorridas por essa indústria em decorrência da crise que começou em 1982. Em primeiro lugar, pudemos ver que a emergência dessa indústria foi acompanhada pelo surgimento de um conjunto de empresas especializadas. Essas empresas pertenciam ou, a importantes grupos econômicos, ou então, a empresários fundadores. O primeiro conjunto juntava maior parte dos casos, enquanto no segundo tínhamos quatro exemplos (Amrep, Comex, Doris, CGG). Ao longo de nossa análise, pudemos perceber que as empresas independente desapareceram quase completamente, salvo no caso da CGG. Nos outros casos, as empresas ou, fecharam, ou então, foram adquiridas.

Entre os grupos industriais, percebemos importantes mudanças, que permitiram o avanço de certos grupos e o recuo de outros. Aqueles que estavam ligados a metalurgia e a mecânica perderam espaço (Schneider vendeu sua filial CLE, Usinor-Sacilor perdeu o controle de GTM-

³¹ O número de poços perfurados caiu de 82.824 para 45.801 entre 1985 e 1986, na América do Norte. Nos Estados-Unidos, o número de sondas em atividade caiu de 1.810 para 686, no mesmo prazo.

Entrepose), ao passo que os grupos da construção civil ganharam espaço (Bouygues e Lyonnaise des Eaux-Dumez). Entre as companhias petroleiras sempre presentes, Elf ocupou uma posição cada vez mais importante, ao passo que Total se retraiu. Apesar de sua importância histórica, a Holding ISIS, manteve-se atuante, em grande parte, graças ao apoio de Elf, que detinha, em 1992, 39% de seu capital.

Frente a contração do mercado para-petroleiro, muitas empresas buscaram o caminho da diversificação sem ter capacidade gerencial e tecnológica para dominar esse processo. Os resultados foram quase sempre redondos fracassos (Technip, Comex). Essas empresas tiveram dificuldade em entender as novas condições de concorrência prevalentes no mercado, que eram de: maior competição, menos mercados públicos, necessidade de fazer alianças internacionais e escolha de mercados promissores. Um fato se destaca: a dificuldade das empresas para-petroleiras francesas em associar-se entre si. Essas associações ocorreram mais dificilmente do que com parceiros estrangeiros. Pode-se perceber nessa escolha uma maior necessidade de especialização, mas também poderosas barreiras e fortes preconceitos culturais entre as empresas francesas.

As dificuldades em fazer associações ou fusões fez com que as empresas para-petroleiras francesas subsistissem como empresas médias fortemente especializadas em alguns nichos de mercado. Essa estrutura mostrou-se muito vulnerável frente a tendência do mercado internacional que se delineou durante a década de 80, quando um pequeno grupo de grandes empresas multiprodutos passou dominá-lo, pela sua capacidade em fornecer serviços cada vez mais integrados às companhias petroleiras. Nessa nova estrutura, a grande empresa para-petroleira a assume um papel cada vez mais importante na realização da P&D do *upstream*, em detrimento das operadoras.

O grande handicap da indústria francesa residia na pequena dimensão do seu mercado interno. Em um período de contração do mercado, durante o qual o protecionismo vicejava, a solução requerida exigia uma profunda reorganização das empresas. Isto implicava numa maior concentração das empresas e no possível apoio a grupos poderosos industriais, os únicos capazes de atravessar os anos difíceis. Era necessário, também, melhorar a capacitação tecnológica das empresas para-petroleiras francesas, para manter o avanço sobre os concorrentes, e fazer associações com empresas estrangeiras, garantindo, desse modo, o acesso a mercados nacionais relativamente fechados. Essas soluções foram finalmente adotadas, mas somente depois de contratempos e importantes erros estratégicos. As reestruturações que resultaram permitiram que a indústria voltasse a crescer.

As empresas para-petroleiras francesas realizam um esforço limitado em P&D e, em geral, induzido pelos órgãos públicos de fomento. Poucas empresas mostraram verdadeiramente capacidade em realizar esforços autônomos, apenas a CGG e Geoservices³².

O Estado francês, apesar de sua crucial importância, não demonstrou muita clarividência. Ele foi até certo ponto incoerente, no que diz respeito a reestruturação do setor, o que constitui um elemento importante para explicar o atraso assumido por esse processo. Essa experiência se contrapõe às atuações que ele teve em outros setores, como na química ou em telecomunicações, onde sua intervenção foi determinante para permitir a consolidação de grandes grupos industriais. No setor para-petroleiro, ele apostou para liderar esse processo em empresas que faliram, tais como Amrep. Ele não soube orientar no bom sentido as operações de compra entre grupos. O caso da compra da CLE, insuflado por ele, para ajudar o grupo Schneider, foi uma péssima manobra para Technip, contribuindo para jogar essa empresa numa crise profunda. O Estado não foi capaz de colocar-se acima dos conflitos entre grupos privados, como aconteceu entre Bouygues e o grupo Schneider para o controle de Doris. Ele não soube conciliar as lutas intestinas entre empresas francesas, como foi a tentativa de unir ETPM com BOS ou então da Comex com Coflexip. Pareceria que as estratégias preconizadas pelos relatórios Codis e Levy fracassaram. Após esse conjunto de insucessos, o Estado decidiu se retirar permitindo que ocorressem uma série de compras de empresas francesas por estrangeiros, ou então de associações (Comex, Sofresid, ETPM).

5. O Papel Coordenador do Estado no Esforço de P&D

O Estado teve um papel direto na formação dos atores que compõe o sistema francês de inovação na indústria do petróleo, que já tivemos a oportunidade de abordar anteriormente. Os pilares dessas intervenções são a Dhyca do Ministério da Indústria, que regula e organiza a atividade da indústria do petróleo, as duas companhias petroleiras nacionais e o IFP. No entanto, a atividade da Dhyca ultrapassa o âmbito das atribuições tradicionais do Estado, se estendendo ao campo da P&D. Essas atribuições consistem em planificar e coordenar o esforço público e, em menor medida, privado de P&D. Essa capacitação organizacional do Estado é tão mais efetiva que ela se assenta em um modelo original de concertação coletiva.

De fato, já destacamos que o IFP, o qual está associado a Dhyca, é um Instituto de pesquisa profissional. De forma que as decisões que esse Instituto toma passam pelo crivo de uma consulta coletiva a um grande número de representantes da profissão. As iniciativas complementares da Dhyca para viabilizar programas coordenados de pesquisa tem as mesmas

³² A Geoservices, empresa especializada em mudlogging e MWD, gastaria em torno de 7% do faturamento em P&D.

características. Deste modo, esses programas se afastam bastante do modelo tradicional dos grandes programas tecnológicos do "Colbertisme Hi-Tech".

Não há, no caso do petróleo, grandes mestres-de-obras e nem grandes objetivos tecnológicos comuns claramente definidos³³. Trata-se de uma amálgama de atores com objetivos variados e cambiantes³⁴. O fato que a França não tenha grandes jazidas de petróleo explica, na realidade, a natureza peculiar dos programas desenvolvidos pela Dhyca. Estes tinham por função preparar a indústria francesa para agir num ambiente diversificado e fortemente competitivo. A velha arma protecionista que havia permitido que a indústria francesa do petróleo pudesse emergir na Argélia não era mais útil no começo dos anos 60, quando ocorreu a independência desse país.

Era necessário criar meios adequados para que a indústria pudesse sobreviver num ambiente cada vez mais competitivo. Dentro desse contexto, o Estado lançou mão de programas tecnológicos precursores para consolidar a indústria francesa do petróleo. Esses programas destinavam-se ao *upstream* e tinham como objetivo fazer com que a indústria passasse do *onshore* para o *offshore*. Essa iniciativa tomou força com a criação do Comité d'Etudes Marines (CEM), que se tornará, nos anos 70, o Comité d'Exploration et Production (COPREP) e o Comité d'Etudes Pétrolières et Maritimes (CEP&M). Após o segundo choque do petróleo, vieram se somar outras iniciativas direcionadas ao *downstream*: o Comité des Programmes Raffinage-distribution (COPRU) e o Groupement Scientifique des Moteurs (GSM).

A Comunidade Europeia teve um papel importante em prolongação a própria ação do Estado francês. Essa ação começou na década de 70 e se traduziu em financiamento de numerosos projetos. Veremos como esses diversos níveis de ação pública no sentido da formação e da consolidação de uma rede de empresas inovadoras.

5.1 O COPREP e o CEP&M

Em 1962, os principais atores da indústria do petróleo francesa (Elf, Total e IFP), e a Dhyca, fizeram um balanço da situação. As esperanças de continuar tendo acesso privilegiado

³³ Contrariamente ao que nos sugere Cohen (1992), Elf não pode ser considerada como sendo o grande mestre-de-obras da indústria para-petroleira francesa, mesmo que essa empresa tenha desempenhado um papel importante para o lançamento de algumas inovações.

³⁴ Mesmo que o "Programme Marine" tenha traçado alguns objetivos comuns importantes, como perfurar e produzir a grandes profundidades, ele se enganou bastante a priori sobre as opções tecnológicas (fontes sísmicas, sistema de perfuração). Portanto, ele serviu essencialmente como ponto de partida para uma concepção coletiva de um conjunto de inovações, os resultados sendo muito diferentes do que era esperado inicialmente. Nesse sentido, ele tinha como característica de desenvolver a pesquisa exploratória de alto risco.

às reservas argelinas desmoronavam³⁵. Por outro lado, a maior parte do petróleo barato estava sob controle das companhias anglo-saxônas³⁶. Na tecno-estrutura da época se misturavam uma forte dose de centralismo com uma visão prospectiva da tecnologia. Percebia-se que os novos petróleos a serem descobertos proviriam em grande parte do mar; havia, paralelamente, uma certa esperança de se achar petróleo offshore na França. Em decorrência, a Dhyca decidiu lançar um programa tecnológico que permitisse a indústria realizar um *catching up* e até mesmo um *leap-frogging*, na indústria offshore, que ainda era emergente. A indústria offshore havia começado a dar seus primeiros passos nas águas rasas do Golfo do México, durante a década de 50 (Cook, 1985; Dutra, 1993).

O CEM foi criado em 1963 pela Dhyca com a missão de fomentar o desenvolvimento da tecnologia offshore francesa. Seus membros permanentes eram, no início, o IFP, Elf e Total. Os recursos financeiros provinham do Fonds de Soutien aux Hydrocarbures (FSH). Os recursos alocados pelo FSH na P&D através do CEM alcançaram 700 milhões de francos até 1975. A utilização desses recursos para o desenvolvimento tecnológico começou com uma primeira parcela de 12 milhões de francos em 1963, que foi aumentando progressivamente até alcançar 65 milhões em 1975. Pode-se estimar, pelas indicações de autoridades da época, que os recursos anuais do CEM correspondiam a 50 milhões de francos anuais, o que equivaleria a mais de 200 milhões de francos em 1992. Esses recursos serviram a financiar os primeiros projetos, do começo da década de 60, na integralidade. Depois a contrapartida dos participantes subiu para 50%, entre 1968-70, e para 65%, entre 1971-74.

O Programa Marine, elaborado pelo IFP a pedido do Ministério da Indústria, serviu nas grandes linhas a orientar a política de financiamento do CEM. No quadro desse programa, buscou-se desenvolver, em exploração, as novas fontes sísmicas. O IFP e a CGG realizaram separadamente importantes esforços nesse campo. As soluções adotadas pelo o IFP não foram bem sucedidas, ao passo que a CGG logrou desenvolver uma nova fonte sísmica: o Vaporchoc.

Em perfuração, o CEM apoiou as iniciativas do "flexoforage" feitas pelo IFP, cujos resultados já foram comentados. Esse Instituto desenvolveu o projeto experimental de um navio de posicionamento dinâmico. Essa primeira experiência serviu de base ao projeto de cooperação, através da filial Neptune, com CFEM e a SOGREAH, para a realização de uma

³⁵ Na realidade, a França tentou negociar um estatuto especial para as províncias do Sahara, separando-as da Argélia. Foi somente quatro meses antes dos acordos de Evian, firmados em março de 1962, que o governo da época cedeu. No entanto, ele conseguiu impor um estatuto especial para as companhias petroleiras francesas que foi uma das principais causas do conflito com o governo argelino nos anos que seguiram, desembocando na nacionalização de 1970 (Chevalier, 1974).

³⁶ Essa visão se adequa melhor ao caso de Elf, baixo a direção de Pierre Guillaumat, do que ao caso da CFP que controlava importantes reservas do Oriente Médio. Mas sabemos que Elf estava muito mais próxima dos grandes interesses do Estado francês e que a CFP estava mais próxima às companhias anglo-saxônas.

plataforma semisubmersível, especialmente adaptada para operar nas condições meteorológicas e oceânicas mais severas do Golfo de Gasconha (Costa Atlântica francesa) e no Mar do Norte, chamada de "Pentagone". Essa experiência foi um sucesso e possibilitou a Forex-Neptune ocupar por um certo tempo um lugar de destaque na cena internacional como "contractor" de perfuração e a CFEM de tornar-se uma grande construtora dessas plataformas. O Pelikan foi um projeto parecido de plataforma com âncoras dinâmicas concebido pela CFP, por Doris e por Foramer.

Frente ao sucesso das tecnologias *offshore* francesas durante o boom do Mar do Norte, o Programa Marine tomou maior amplitude. O CEM foi cindido em duas partes. Tornou-se CEP&M, em 1971. A seguir, em 1973, foi criado o COPREP. Este último se encarrega da P&D em exploração-produção enquanto o primeiro coordena os esforços na área de produção no mar, perfuração e tecnologias do gás natural.

Durante os anos 70, o CEP&M teve um papel muito importante no desenvolvimento de tecnologia de produção *offshore*. Ele apoiou projetos como as plataformas de concreto de Ekofisk realizados por Doris. Ele sustentou os esforços de Coflexip para desenvolver a tecnologia de colocação dos tubos flexíveis. A Comex contou com sua ajuda para desenvolver as tecnologias de mergulho em águas profundas.

A criação do CEP&M e do COPREP não representou apenas uma reforma administrativa. Produziu-se concomitantemente a uma mudança importante na organização e dentro do próprio processo decisório. Os Comitês foram abertos a participação das empresas para-petroleiras. Ademais, os processos decisórios assumiram uma forma mais consensual, em detrimento do papel de líder que desempenhava o IFP. Este, mesmo mantendo em funcionamento o Programa Marine até meados da década de 70, teve que adotar uma postura de maior concertação com a indústria para fazer passar seus programas. Foi em base a essa concertação que se ergueu a potência competitiva da indústria francesa.

No começo dos 80 ocorreu uma nova mudança organizacional, a partir do reagrupamento do CEP&M e do COPREP, com a finalidade de formular o plano setorial que iria suceder aos programas concertados (Programa Marine) e aos de recuperação assistida do COPREP. Essas dois órgãos ficaram encarregados de elaborar um plano quinquenal de P&D para a indústria francesa do petróleo. O primeiro plano transcorreu no período 1984-88, o segundo no período 1989-93 e o terceiro está sendo executado no período 1994-98.

Com essa experiência acumulada, o COPREP-CEP&M tornaram-se órgãos extremamente interessantes para a realização de ações coordenadas no sistema de inovação francês. De fato, as ações e os planos realizados por esses Comitês não resultaram de um processo decisório imposto de cima para baixo, mas de um sistema complexo e concertado de tomada de decisão.

Dada a grande diversidade de tecnologias que são usadas pela indústria do petróleo, existem vários níveis intermediários de organização que se inserem no complexo tecido de relações entre atores. Este é o caso da Association de Recherche sur les Technologies d'Exploration et Production (ARTEP), que precede cronologicamente ao COPREP e junta Elf, Total e o IFP, com o objetivo de desenvolver as tecnologias de exploração de reservatórios por meio da seleção de projetos. Um outro exemplo importante é o do Club pour les Actions de Recherche sur les Ouvrages en Mer (CLAROM) que junta o IFREMER, o IFP, Elf, Total e mais 24 empresas para-petroleiras. O objetivo desse clube é melhorar o conhecimento sobre o comportamento de equipamentos petroleiros no mar. Esses Comitês mais específicos tem claramente a função de permitir o desenvolvimento da pesquisa mais genérica - básica ou aplicada - em áreas consideradas como sendo verdadeiros pontos de estrangulamento. A sua função mais específica consiste em selecionar projetos que serão apoiados pelo FSH. A participação dos Institutos públicos de pesquisa é fundamental para catalisar esse tipo de esforço; a do IFP em ARTEP e a do IFREMER em CLAROM.

O financiamento dos projetos aprovados pelo CEP&M e o pelo COPREP destina-se ao desenvolvimento e industrialização de tecnologias. Isto é tanto mais verdadeiro que o critério de valorização da inovação é determinante para a aprovação dos projetos. Estes são apresentados por uma ou várias empresas e devem estar associado a uma expectativa de venda do produto da inovação. O montante dos financiamentos está limitado a um total de 2 milhões de francos e deve corresponder a no máximo 50% do valor do projeto. Está previsto, e é até incentivado, que o projeto seja feito em associação com outros parceiros industriais. Os recursos adiantados pelo FSH são reembolsáveis, na forma de capital de risco, até 150% do montante concedido. Estima-se que 1/4 do orçamento do CEP&M/COPREP seja proveniente de reembolsos.

Colocando-se de lado as características do financiamento e da modalidade do projeto, convém ressaltar os mecanismos decisórios que levam a sua aprovação. Nesse ponto encontramos uma das características mais importantes nesse procedimento de financiamento da inovação. O CEP&M/COPREP não são pesadas burocracias, tais como bancos ou agências governamentais; ao contrário são simplesmente sistemas colegiados de decisão. Eles se compõem de um conselho e de comissões técnicas. Os membros dessas estruturas são escolhidos entre os representantes da indústria (companhias petroleiras, IFP e empresas para-petroleiras).

Para analisar os projetos, recorre-se a opinião de uma comissão de especialistas; existem 4 ou 5 para cada comissão técnica. Os especialistas são escolhidos pelo Delegado Geral entre os membros CEP&M/COPREP ou fora deles. Essas comissões de especialistas dão notas aos projetos e as comissões técnicas realizam as escolhas. Esse tipo de organização colegial se parece com os conselhos científicos das instituições de fomento científico.

O que é mais surpreendente nessa forma de mecanismo decisório é a sua capacidade que de propiciar o planejamento de médio prazo. Nesse sentido, o financiamento a P&D pelo FSH possibilita sobretudo a coordenação das ações voltadas para a inovação realizadas na indústria.

O plano quinquenal do CEP&M/COPREP não orienta apenas a alocação dos recursos do FSH, mas envolve, também, o conjunto do esforço de P&D feito pela indústria francesa no *upstream*. Esse tipo de mecanismo decisório se enquadra perfeitamente na definição que P. Massé deu ao plano, como sendo um redutor de incertezas e construtor da ação coletiva. Em sua elaboração participam um conjunto de profissionais que representam os mais importantes atores de cada uma das áreas tecnológicas envolvidas. O plano 1994-98 foi realizado por um comitê organizador auxiliado por um grupo de estratégia e por vários outros grupos técnicos. Os grupos de trabalho técnicos são os seguintes: tecnologias 3G, perfuração, pesquisa sobre as construções marítimas, sistemas de produção em terra e no mar, transporte polifásico e produção submarina, construção no mar e tecnologias do gás natural.

O conjunto dos esforços dos grupos técnicos de trabalho e do grupo de estratégia permite que, através de um processo piramidal e interativo, se construa um conjunto de prioridades setoriais articuladas entre si pelo montante total das despesas em P&D. Decide-se então, em função dessas prioridades, qual deve ser o montante setorial e global dos esforços de P&D (Tabela 21).

Tabela 21: Desagregação dos Esforços de P&D para 1994-98 no Plan CEP&M/COPREP (milhões de Fr.)

Área	Orçamento (10 ⁶ Fr./an)
Tecnologias 3G(*)	580
Perfuração	90-110
Exploração	395-435
Gás Natural	90-150
Total	1155-1275

(*) geologia, geofísica e geo-engenharia de reservatórios

Fonte: CEP&M/COPREP, 1993.

Essa quantia representa a soma das despesas coordenadas no *upstream*. A isto temos que adicionar 600 milhões de francos/ano de esforço não coordenado (não dividido). Este campo diz respeito ao gasto em P&D em atividades estratégicas e confidenciais sobre as quais as

empresas buscam guardar um domínio exclusivo. Estima-se que o esforço não coordenado corresponda a 1/3 dos gastos totais da indústria. Os 2/3 restantes, ou seja, aproximadamente 1.200 milhões de francos por ano, fazem parte do esforço coordenado que é objeto do plano. Os projetos aprovados pelo CEP&M/COPREP envolvem a metade do esforço coordenado. Esses projetos são financiados em 50% pelo FSH, o que equivale a 300 milhões de francos ao ano.

O nível mais baixo de apropriabilidade da tecnologia do *upstream* é um fator importante que pode explicar em que medida esse mecanismo de decisão coletiva funciona a contento. Entretanto, essa característica da tecnologia relaciona-se mais às condições efetivas de sua geração do que a uma maior facilidade de reprodução pelos concorrentes. De fato, para gerá-la, requer-se um grau elevado de cooperação entre usuário e fornecedor (companhias petroleiras e empresas para-petroleiras), em virtude da necessidade de reduzir os riscos e da complementaridade dos conhecimentos. Essa cooperação torna ainda mais difícil uma apropriação efetiva da tecnologia. Porém, mais do que cooperação, são as características específicas da tecnologia do *upstream* que fazem com que a concertação dos esforços de P&D se torne necessária. Este ponto ficará mais claro quando percebermos que a cooperação tecnológica entre empresas não é o mecanismo privilegiado pelo qual as políticas públicas de P&D atuam.

O alto grau de aderência que os objetivos do planos mostraram em relação às despesas efetivas revela a eficácia do instrumento de planejamento setorial (Tabela 22).

Tabela 22: Balanço do Plano CEP&M-COPREP 1989-93 - Divisão do esforço de P&D por área.

	% Previsto (1989-93)	% Realizado (1989-92)
Aumento de Reservas et Otimização da Exploração (fora perfuração)	37,35	40,9
Perfuração e Equipamentos	11,15	9,4
Exploração Marinha	44,90	43,5
Gás Natural	6,60	6,2

Fonte: CEP&M/COPREP

5.1.1 Analise do Plano 1994-98

O plano dos próximos cinco anos é muito mais elaborado que os anteriores. Enquanto o precedente só definia grandes áreas, o atual vai mais longe explicitando, nessas áreas,

tecnologias específicas. Essa maior definição dos objetivos deriva da necessidade, percebida pelos decisores, de concentrar os esforços em tecnologias com maior potencial. Nesse sentido, percebe-se a maior importância adquirida pela área de tecnologia 3G que concentra no novo plano entre 45-50% dos recursos (Tabela 23). A ferramenta sísmica da 3D (35% dessa área) e a integração "3G" (idem) são as tecnologias mais apontadas pelo plano. Ao passo que a perfuração só fica com 8% do montante global. No entanto, observa-se que a técnica de "*slim hole*", ou de perfuração de poços finos, começa a fazer sua aparição. Em exploração, as obras marítimas ocupam o maior lugar. As tecnologias são os ROV e os tubos flexíveis. Os sistemas polifásicos e de produção continuam recebendo um certo apoio (7,8%- 7,4%). Nesse campo, trata-se fundamentalmente de dar continuidade a importantes esforços que são realizados a mais de um decênio. O objetivo principal é viabilizar o projeto piloto do sistema Nomad, desenvolvido pelo IFP em associação com outras empresas.

O plano representa uma ferramenta de concertação onde os principais protagonistas tentam realizar uma certa divisão de trabalho e coordenar as tarefas entre si. Ele é um importante instrumento de política tecnológica, ao permitir que, por meio de um enfoque prospectivo, sejam escolhidas as áreas e tecnologias prioritárias e que o esforço de P&D possa ter continuidade ao longo de períodos mais longos.

O plano representa um meio para que as empresas se envolvam nas orientações adotadas pelo IFP em matéria de P&D. De fato, no CEP&M/COPREP funcionam certas comissões que tem por objetivo avaliar e emitir opiniões sobre os programas e o orçamento do IFP. O plano do CEP&M/COPREP representa um referencial importante para esse processo.

**Tabela 23 : Principais Áreas e Tecnologias com os recursos alocados do Plano
COPREP/CEP&M 1994-98.**

Áreas	Recursos MFr/an	Recursos (%)	Tecnologias	Recursos (%)
Tecnologias 3G	580	45-50	- ferramenta sísmica - integração 3G - produtividade e recuperação - avaliação petrolífera	35 35 22 8
Perfuração	90-110	7,8-8,7	- poços finos - aquisição et processamento de dados - controle de poços de alta energia	
Exploração - Pesquisa sobre Obras Marítimas	45	3,5-3,9	- materiais: aços e compostos - condições ambientais - geotécnica marinha - interação dutos e meio ambiente - comportamento dos equipamentos no transporte	
Exploração - Sistemas de Produção	70-90	6,9 -6,2	- sistemas recuperáveis - arquitetura evolutiva - otimização do dimensionamento e escolha dos materiais - redução do número de pessoas	
Exploração - Transporte Polifásico e Produção submarina	80 - 100	7,8 -7,1	- dimensionamento e exploração de redes polifásicas - produção submarina a alta pressão - consolidação de desempenho de equipamentos submarinos	60-70 % Polifásico no início e depois 30-40%
Exploração - Obras no Mar	200	17,3-15,7	- sistemas teleoperados - tubos flexíveis - colocação e revestimento	
Exploração - Tecnologias do Gás Natural	90 - 150	7,1 - 12,9	- redução do custo da cadeia de GNL - desenvolvimento de processos inovadores do processamento - gasodutos de grande capacidade - tecnologia Fische-Tropsch - otimização da estoquagem subterrânea	

Fonte: COPREP/CEP&M, 1993.

5.1.2 Inovação, cooperação e política tecnológica no quadro do CEP&M/COPREP

Existem dois níveis diferentes de organização do esforço de P&D no *upstream* que recobrem a área de atuação de cada um dos Comitês (CEP&M/COPREP). Para as tecnologias de 3G que representam aproximadamente a metade do orçamento do plano, há um número bastante restrito de atores. Os principais parceiros são as duas companhias petrolíferas nacionais, a CGG e o IFP (Tabela 24).

**Tabela 24: Grupos de Trabalho e Instituições Representadas no CEP&M/COPREP
Plano 1994-98**

Grupos de Trabalho	Instituições Representadas nos Grupos de Trabalhos
Tecnologias 3G	Elf, IFP, CGG, Total
Perfuração	Forasol, Geoservices, Total, Sedco Forex, Sagem, PSO, IFP, Elf
Pesquisa de Obras Marítimas	IFREMER, Elf, EPTM, BOS, Solmarine, Bureau Veritas, Doris Engineering, Sofresid, CLAROM, TPG, Total
Sistemas de Produção em Terra e no Mar	TPG, Doris Engineering, Sofresid, Elf, IFP, Total, BOS
Transporte Polifásico e Produção submarina	Total, ECA, EVE, IFP, Nomad, Elf, TPG, Coflexip, MBH, Doris Eng.
Obras no Mar	Coflexip, EPTM, Beicip Franslab, Cybernetix, IFREMER, Elf, Bureau Veritas, ITP, Total, BOS, Stolt Comex Seaway
Tecnologia do Gás Natural	Technip, Cedigaz, BOS, GdF, IFP, Total, Elf, Sofregaz

Fonte: COPREP/CEP&M, 1993.

A lista dos principais projetos executados e bem sucedidos no quadro do CEP&M/COPREP (Anexo 1) indica que a cooperação foi importante, apesar do número reduzido de atores envolvidos nas tecnologias 3G. O IFP desempenhou um papel importante como polo de geração de tecnologia e convergência dos atores: ele esteve presente em 2 de cada 3 projetos dessa área. No intuito de quantificar essas relações, elaboramos a Tabela 25. Classificamos os projetos por forma de cooperação vertical ou horizontal. A cooperação horizontal envolve os atores de mesma natureza institucional, enquanto a vertical diz respeito a cooperação inter-institucional. Separamos essas modalidades de cooperação por tipo de ator: companhias petrolíferas (O); empresas para-petrolíferas (P); e Institutos públicos de pesquisa (I). Essas modalidades de cooperação não são mutuamente exclusivas, de forma que um

projeto pode ao mesmo tempo implicar em cooperação vertical e horizontal. Porém, a categoria de cooperação e não cooperação se excluem mutuamente.

Tabela 25: Formas de Cooperação nos Projetos do COPREP/CEP&M - Planos 1984-88 e 1989-93.

	Coop. Vertical				Coop. Horizontal			Nenhuma Coop.			Total
	O/P	O/I	I/P	I/O/P	P/P	O/O	I/I	P	I	O	
3G	1	6	4	1	1	5	1	3			15
Perfuração- Exploração- Gás Natural	1	5	7	4	14	4	2	31	2	2	57
Total	2	11	11	5	15	9	3	34	2	2	72

Fonte: Elaboração Propria a partir de informações do CEP&M e COPREP.

Percebemos que na área das tecnologias 3G, os projetos cooperação tem um peso preponderante (4 projetos em 5). No entanto, a cooperação horizontal ocorre na maioria dos casos entre usuários. Para a cooperação vertical, a presença do IFP e, em menor medida, das companhias petroleiras é determinante. Paradoxalmente, tanto para a cooperação vertical quanto para a horizontal, os fornecedores desempenham um papel de segundo plano. Deve-se mencionar que existe um número muito restrito de fornecedores, mas é interessante observar que o fornecedor mais importante tem uma certa propensão em desenvolver projetos não cooperativos. Assim, dos 6 projetos em que participa, 3 são dessa modalidade. Na realidade, essas observações tendem a confirmar que os problemas de apropriação estão presentes nessa área e que eles tendem a ser mais intensos do lado dos fornecedores do que dos usuários. Sabemos que o esforço de P&D realizado pela CGG, empresa para-petroleira número 1 nesse campo, são consideráveis. A inovação representa para ela uma arma competitiva determinante. Enquanto os usuários, mesmo que dêem uma grande importância a essa tecnologia, não a consideram como sendo "proprietária".

A situação se altera ligeiramente quando orientamos nossa análise para as outras áreas (perfuração, sistemas de produção, obras, gás natural). De fato, a natureza da tecnologia muda, assim como a estrutura do mercado de fornecedores. Do lado dos usuários, sempre temos um número pequeno de atores, as duas companhias petroleiras nacionais, às quais junta-se GdF para o gás. Todavia, a situação altera-se bastante do lado dos fornecedores; há um maior número de participantes desse lado. Mesmo assim, essa estrutura de mercado não modifica substancialmente as estratégias de cooperação. Pelo contrário, temos um número proporcionalmente muito maior de projetos não cooperativos, sobretudo entre as empresas para-petroleiras. O que demonstra a menor propensão desse tipo de ator em cooperar.

Os projetos de cooperação vertical ocorrem quase sempre na presença de um Instituto público de pesquisa (IFP e IFREMER na maioria dos casos), tanto na área 3G como do restante. De forma que esses Institutos assumem um papel central nessa forma de cooperação, como catalisadores ou empreendedores.

Na realidade, uma parcela importante da cooperação horizontal é ao mesmo tempo vertical. Analisando-se o Anexo II, observa-se que, entre as empresas para-petroleiras, numerosos projetos de cooperação vertical envolvem também cooperação horizontal (9 entre 14). Isto é correto numa menor proporção, para as companhias petroleiras e os Institutos. Mas temos alguns casos em que a cooperação horizontal ocorre entre empresas para-petroleiras (5 casos). Ao passo que a cooperação horizontal entre companhias petroleiras é proporcionalmente menos importante (4 casos).

No conjunto das áreas, a cooperação tecnológica usuário-fornecedor, a modalidade de cooperação vertical O/P ou I/O/P, é menos freqüente do que o esperado. Na realidade, ele envolve menos de 10% dos projetos.

A cooperação horizontal é mais freqüente entre usuários (9/20) do que entre fornecedores (15/54) e também do que a vertical. No entanto, essa modalidade de cooperação ocorre mais freqüentemente entre atores com um certo grau de diferenciação. De forma que em todos os casos de usuários e, em dois casos em três de fornecedores, a cooperação vertical acompanha a vertical. No conjunto, as companhias petroleiras são proporcionalmente mais comprometidas com essa modalidade de projeto, dado que ela abarca um projeto em três, ao passo que do lado dos fornecedores essa proporção é somente de 12%.

O ator decisivo que provoca a cooperação tecnológica vertical é o Instituto de público de pesquisa. De fato, em todos os casos de projetos horizontais/verticais que envolvem usuários e em 7/10 com fornecedores, esse ator está presente. Isto confirma a importância dos Institutos na cooperação tecnológica de modo geral e na cooperação usuário-fornecedor, em particular.

A pesquisa cooperativa não é predominante entre os projetos (menos da metade), porém quando ela está presente, os Institutos desempenham um papel fundamental. Na realidade, se retirarmos esses atores, percebemos que a cooperação torna-se mais freqüentemente horizontal do que vertical. Todavia, esses resultados devem ser usados com certa cautela, dado que diversas vezes a cooperação entre para-petroleiros diz respeito a empresas que mantêm laços de usuário-fornecedor.

A P&D cooperativa pode não ser o meio mais importante para fazer funcionar as sinergias no sistema nacional de inovação no *upstream*. De fato, mais do que projetos cooperativos, a dinâmica do CEP&M/COPREP se baseia sobre um esforço de construção coletiva de um futuro comum através da prospectiva tecnológica. É por meio desse método de planejamento que se estabelece uma divisão do trabalho entre os atores em torno de alguns objetivos

comuns. Portanto, é mais através da coordenação das ações individuais do que das ações cooperativas que a política influi para que haja sinergia entre atores do sistema nacional de inovação.

5.2 O COPRU e o GSM

Vimos já que esses órgãos foram criados no começo da década de 80, muito após o CEP&M/COPREP. Eles atendem a novas demandas tecnológicas da indústria do petróleo. No entanto, se houve vontade pública de realizar no *downstream* o mesmo tipo de sinergia que havia sido obtido no *upstream*, as estruturas de mercado e as condições de apropriabilidade da tecnologia não foram tão favoráveis.

O COPRU (Comité des Programmes Raffinage-utilization) é efetivamente uma instância de concertação do IFP com as duas companhias nacionais (Elf e Total), GdF e as montadoras (Renault e Peugeot-Citroën), que sanciona os programas de pesquisa desse Instituto. A grande originalidade desse Comitê é de introduzir as montadoras numa área normalmente restrita às companhias petroleiras. Periodicamente, o IFP apresenta por meio desse órgão sua programação de projetos na área de refino. Os programas são sujeitos à aprovação e sugestões do Comitê antes de chegar ao Conselho de Administração do Instituto. Se levarmos em consideração as quantias envolvidas (30% dos gastos de P&D do Instituto), esse Comitê tem uma certa importância na determinação dos rumos da pesquisa no *downstream*. Afinal, o IFP era responsável por 42% do esforço francês nessa área, em 1992.

A indústria, por seu lado, faz exposições de conjuntura onde são discutidos importantes problemas tecnológicos.

Porém, o COPRU não faz nem programas e nem planos a mais longo prazo. A duração dos programas do IFP, que são objeto de avaliação, não ultrapassa um ano. Estes são bastantes genéricos e globais. As decisões a mais longo prazo e de caráter estratégico ficam a cargo do IFP. De fato, esse Instituto não pode deixar que a indústria determine os rumos de seus programas de pesquisa, sob o risco de ser conduzido a fazer escolhas pouco lucrativas. Existe uma clara tendência das empresas em querer que o Instituto adote programas em tecnologias com elevado risco ou em pesquisa básica, deixando-o fora das tecnologias com maior potencial de retorno comercial.

O COPRU somente começou a dispor de recursos próprios para financiar a P&D desde muito recentemente e em volumes limitados. De forma que ele não tem o poder de catalisar as decisões que são tomadas nessa área. Na realidade, os projetos de pesquisa associativos são realizados por meio de uma relação bilateral entre o IFP e as empresas que contratam seus

serviços. Os resultados são encobertos por cláusulas de segredo. A participação da indústria para-petroleira é quase inexistente. Essas diversas características fazem do Comitê um instrumento limitado de planejamento. Seu papel se restringe apenas a uma certa concertação entre parceiros importantes, para reduzir as incertezas e melhorar o conhecimento mútuo. As ações coletivas foram raras, como o projeto de conversão profunda Asvhal entre o IFP, Total e Elf, ou então, a iniciativa de colaboração entre Elf e Renault para inovação conjuntas no campo dos combustíveis-motores³⁷.

Na realidade, o COPRU possibilita que ocorra uma certa concertação entre as partes, na medida em que o IFP assume uma parte importante da P&D do setor, não havendo assim conflito com os interesses das companhias petroleiras. O Comitê tem um papel coordenador ao possibilitar uma certa complementaridade dos esforços e ao prevenir que se manifestem conflitos entre as partes. De fato, sabemos que o IFP é um importante gerador de tecnologias de refino e petroquímica, as quais são usadas, inclusive, pelas próprias companhias petroleiras francesas. Mas essas tecnologias dizem essencialmente respeito à área de processos, ao passo que as tecnologias de produto são deixadas a cargo das empresas.

O GSM (Groupement Scientifique des Moteurs) atua como um mecanismo complementar ao COPRU, para o campo específico dos motores. Aparentemente, os problemas de apropriabilidade se manifestam com maior intensidade ainda nesse terreno. No entanto, os motores se tornaram uma prioridade ainda mais crítica, por causa da importância da indústria automobilística para a economia e a balança comercial francesa. Essa indústria veio perdendo competitividade desde o primeiro choque do petróleo (Coriat e Taddéi, 1993). As instituições que participam no GSM são o IFP, Renault e Peugeot-Citroën. Participam também como laboratórios, vários centros de pesquisa que exercem atividades no campo de motores como o Centre de Recherches en Machines Thermiques de Lyon, o Laboratoire d'Hydrodynamique et Frottement de Saint-Etienne, o Laboratoire de Thermodynamique de Rouen, etc..

Uma das características mais importantes é que o GSM dispõe de recursos próprios para financiar a P&D. Esse fundo é financiado, em parte, pelas montadoras e, em parte, pelo Ministério da Ciência e Tecnologia francês. Esse fundo possibilita que se constitua uma ação mais articulada com vistas à planificação. Porém, o resultado está longe de chegar a ser uma ação coordenada. O GSM foi o objeto de conflito entre as duas montadoras francesas logo após sua criação; em decorrência, o IFP assumiu a direção técnica. Esse conflito tinha como origem uma forte apreensão das montadoras em relação à questão da apropriabilidade da tecnologia em projetos cooperativos.

³⁷ Talvez o único resultado tangível de cooperação inter-setorial. A proximidade entre as culturas dessas duas empresas públicas não é estranha a esse fenômeno. Como veremos mais adiante Renault adquiriu participações acionárias no *navau dur* de Elf e esta empresa fez o mesmo na privatização parcial de Renault iniciada em 1994.

O conflito em torno a apropriabilidade levou o GSM a orientar os seus esforços para a pesquisa de caráter genérico. De forma que o GSM serve para que o IFP balize seus esforços na área de motores. Talvez essa seja a sua principal função, na medida em que essa área veio adquirindo um peso cada vez maior no orçamento do Instituto (17% segundo as últimas estimativas).

Busca-se através do esforço articulado do GSM conhecer melhor o que acontece dentro do motor para melhorar o seu rendimento. Em pesquisa aplicada, atendendo às necessidades da indústria, estuda-se a relação que existe entre motores e derivados de petróleo (combustíveis e lubrificantes) para o desempenho e a emissão de poluentes. Os laboratórios do IFP (42 bancadas de teste de motores em Rueil-Malmaison e 9 em Solaize), ademais da rede de centros de pesquisa pública e privada, serve de base de sustentação à pesquisa. O GSM permitiu que a indústria automobilística francesa fizesse um salto qualitativo em tecnologia de motores, cujos resultados se manifestam claramente na competição esportiva e também na melhora dos níveis de competitividade dessa indústria.

5.3 O Papel Complementar da Comunidade Europeia

A política de fomento a P&D das empresas do setor do petróleo, que se inicia na França no começo da década de 60, complementou-se com uma ação similar em nível europeu durante a primeira metade da década de 70. De fato, em 1974, o Conselho Europeu decidiu lançar dois programas de P&D, um para a área energética e outro para a área de informática. Esses programas se dividiam, na realidade, entre duas modalidades de financiamento: o financiamento sem retorno voltado para apoiar a pesquisa científica e o financiamento do desenvolvimento e industrialização, com participação nos resultados. Essa segunda modalidade envolveu a maior parte dos projetos destinados à indústria do petróleo. Na realidade, o financiamento desse setor abarcou as atividades de aperfeiçoamento e de colocação no mercado de produtos ou processos, com a etapa de P&D já concluída.

Essa forma de financiamento responde melhor aos interesses de apropriabilidade das empresas, mas também corresponde mais concretamente ao tipo de esforço tecnológico da indústria do petróleo, onde a parte de industrialização da tecnologia ocupa um papel de destaque. Nesse sentido, o financiamento a P&D dessa indústria se distingue das demais áreas de financiamento a pesquisa na CE, onde a P&D apoiada é fundamentalmente genérica e précompetitiva. Nessas circunstâncias a DGXVII, que é a Direção encarregada da difusão tecnológica, controla a distribuição desses recursos.

Tendo em vista os montantes envolvidos e a liderança das empresas francesas, esses fundos tiveram uma importância substancial para o esforço francês em P&D no *upstream*.³⁸

Simultaneamente à fundação do programa de energia da CE, o IFP, Total e Elf decidiram formar uma joint-venture chamada de GERTH (Groupement Européen de Recherche Technologique sur les Hydrocarbures), cuja função era coordenar e agilizar o encaminhamento de projetos de empresas francesas junto a CE e ao mesmo tempo administrá-los. Essa joint-venture também contribuiu bastante ao delineamento de diversos programas de P&D da CE, fornecendo informações técnicas e econômicas. Essa capacitação resultou do avanço que a França adquirira em matéria de política científica e tecnológica, nessa área.³⁹

A atuação da CE no campo do petróleo pode ser dividida em dois grandes períodos: o primeiro que vai de 1975 a 1985, quando os recursos foram bastantes generosos. Estima-se que pelo GERTH transitaram 200 milhões de francos de 1993/ano para financiar diversos projetos. Esses fundos provinham essencialmente da DGXVII. Desde 1985, iniciou-se um novo período quando ocorreram profundas mudanças na forma de alocação dos recursos. Estes passaram a dividir-se entre "P&D", financiados pela DGXII e "industrialização e difusão", financiados pela DGXVII. Essa nova repartição separou, na realidade os recursos para a pesquisa sem retorno econômico, executados por centros de pesquisa públicos ou semi-públicos, daqueles destinados à indústria. Essa reforma foi acompanhada por uma importante retração do volume destinado a área de petróleo. Os gastos caíram para uma média de 70 milhões de francos/ano, no caso dos projetos intermediados pelo GERTH, ou seja, aproximadamente ao terço do período anterior.

Durante o primeiro período, os financiamentos tiveram a finalidade de fomentar a inovação e se concentraram em alguns pontos de estrangulamento importantes que as empresas europeias enfrentavam para se estabelecer no offshore. Desde 1985, surgiu uma nova preocupação: a de incentivar a cooperação entre os países da Comunidade Europeia.

O Programa Thermie, que começou a funcionar na DGXVII desde 1990 para financiar a colocação no mercado de tecnologias energéticas, incentiva fortemente que os projetos sejam realizados entre postulantes localizados em pelo menos dois países da Comunidade, no caso em que o montante ultrapasse 6 milhões de ECU's. A CE só financia até 40% do custo total do projeto; porém são recursos não reembolsáveis.

³⁸ Desde a sua criação até o ano de 1993, esse fundo aplicou no setor um volume de recurso de 700 milhões de ECU's (aproximadamente 4.200 francos), dos quais 35% foram destinados a indústria francesa.

³⁹ Um estudo realizado pela OCDE em 1975 mostra esse avanço francês no contexto dos países dessa organização. Segundo esse estudo, a França gastava, em 1974, US\$ 33,6 milhões em P&D para o petróleo, os Estados-Unidos 19.1, o Japão 13.8, a RFA 4.8, o Reino Unido 4 e a Noruega 4. Esses números são parciais pois não compreendem os gastos das empresas; no entanto, eles propiciam uma idéia bastante clara do avanço do esforço francês na época. Hoje, o esforço em P&D no *upstream* de 1.7 bilhões de francos é semelhante ao da Noruega, segundo informações do CEP&M.

Os projetos que foram apresentados a CE se aproximam bastante dos que o COPREP/CEP&M aprovaram (Anexo III). Em geral, os mesmos projetos eram financiados pelas duas fontes; o que tende a demonstrar a ação complementar dos dois fundos. Essa complementaridade se manifesta na formas de apresentação do projeto que encorajam a pesquisa associada e na maneira como são formuladas as diretrizes do setor, uma vez que o GERTH, e por seu intermédio o IFP, intervêm pela sua capacitação nesse processo.

No entanto, existe uma crescente divergência entre a política francesa e a da CE. De fato, em 1992, o petróleo e o gás natural representavam apenas 8,5% dos gastos de P&D destinados ao setor energético, enquanto eles forneciam 63% da energia consumida da Comunidade (Tissot, 1993). Dentro do programa Thermie, os subprogramas de uso racional da energia e das energias renováveis recebiam mais recursos do que o petróleo. Essa orientação é motivada pelo peso que os interesses ligados a movimentos ecológicos têm no Parlamento Europeu. De fato, esses interesses estão melhor representados em nível europeu do que em nível nacional. Deve-se salientar que a queda do preço do petróleo, após o contra-choque de 1986, provocou um grande desinteresse por esse setor.

Por outro lado, as pressões são crescentes para que o financiamento à P&D seja usado como instrumento catalisador da cooperação entre países europeus. Algumas iniciativas mais antigas como o CERN (Centre Européen de Recherche Nucléaires), a Agência Espacial Europeia, o projeto Airbus são casos exemplares de sucesso na cooperação científica e tecnológica, em nível europeu. Mais recentemente, o programa Eureka, lançado em 1985, objetiva favorecer a cooperação na Europa no campo da inovação tecnológica. Em 1987, o Ato Único, que institucionalizou o papel da CE no campo da P&D, colocou as ações de pesquisa como uma política de integração industrial.

Como já foi assinalado, esse tipo de pressão se manifestou dentro do Programa Thermie. No entanto, os atores da indústria do petróleo tiveram dificuldade em romper as barreiras nacionais, mesmo dentro do quadro da CE. As rivalidades nacionais são muito fortes nessa indústria, sobretudo entre a França e o Reino Unido no quadro da Comunidade. Os países europeus, sobretudo o Reino Unido, buscaram proteger sua indústria para-petroleira que havia tomado um certo atraso em relação a francesa, exigindo nos contratos de exploração e desenvolvimento, índices de nacionalização dos equipamentos. A Noruega, mesmo porque não estava dentro da CE, seguiu uma política ainda mais protecionista (Cook, 1985).

Esse conflito entre a lógica dos sistemas nacionais de inovação e as orientações gerais da CE, explicam a perda de importância da política desta última como complemento à nacional. Esses conflitos não tem soluções óbvias. Pelo contrário, a tendência parece ser de agravação dessa situação. De fato, o IV Programme Cadre do período 1994-98, aponta para novas mudanças institucionais. Existe um certo receio nos meios profissionais de que os projetos

energéticos sejam centralizados na DGXII, o que equivaleria a uma sensível redução dos recursos para a indústria do petróleo.

6. Conclusão

Vimos no início desta parte que o sistema de inovação francês teve que enfrentar uma dupla dificuldade.

Em primeiro lugar, dado o peso importante da pesquisa pública nesse sistema, havia o desafio da difusão da inovação ao sistema produtivo. Essa dificuldade pode ser resumida na crítica feita às políticas públicas que se embasam na concepção linear do processo de inovação. Segundo essa concepção, a inovação seguiria um processo linear desde a pesquisa básica até a difusão, formado por etapas estanques e em sequência cronológica. As políticas públicas de P&D inspiradas nesse enfoque buscariam fundamentalmente aumentar a oferta de tecnologia, pressupondo que o sistema econômico iria absorver automaticamente esse fluxo de novos conhecimentos.

No entanto, se dá cada vez mais importância ao caráter interativo do processo de inovação e à posição central que a empresa industrial assume nesse processo (OCDE, 1992). Nessa mesma perspectiva, apontamos as dificuldades que as empresas industriais encontram para externalizar o seu esforço de P&D para instituições especializadas nessas atividades. Isto parece ser ainda mais verdadeiro para a indústria do petróleo (Teece, 1988).

Em segundo lugar, mostramos a crítica que é feita "Colbertismo" francês, o qual apostou demasiadamente recursos nos grandes programas de alguns setores considerados como estratégicos. Em consequência dessa política voluntarista, foram feitas opções tecnológicas erradas nos grandes programas, em função de critérios de prestígio do Estado, que desembocaram em estrondosos fracassos comerciais. Mais grave ainda nessa política, que teve de toda forma importantes sucessos tecnológicos e comerciais, é a excessiva concentração de recursos nos setores chamados de estratégicos. Deste modo, a França ao concentrar demasiadamente os recursos públicos em alguns setores induz o setor privado a fazer o mesmo e escamoteia o problema cada vez mais crucial da difusão da inovação ao conjunto dos setores da indústria. Isto vem acompanhado de consequências negativas para a competitividade industrial francesa (Taddéi e Coriat, 1992).

Sem desmerecer essas teses quando são enunciadas de forma genérica, acreditamos poder dizer que a indústria do petróleo representa uma exceção. De fato, a pesquisa e as políticas públicas atuaram eficientemente no sentido da formação de um sistema nacional de inovação na indústria francesa do petróleo sem cair nas armadilhas que recapitulamos brevemente. Por

isso, vejamos quais são as principais questões que foram colocadas e como o sistema nacional de inovação francês respondeu a elas.

Questão nº 1: *Que papel desempenha a pesquisa pública no processo de inovação?*

Ele é considerável. Ele permitiu que uma indústria, que era inicialmente de pequeno porte, pudesse empreender esforços tecnológicos de grande vulto para realizar um *catching up* e até mesmo um *leap-frogging* em certos setores no qual ela era retardatária. Para isso, no entanto, foi necessário que os mecanismos de difusão entre o Instituto público de pesquisa e o setor produtivo funcionassem eficazmente. A estratégia do IFP de buscar realizar a P&D em associação com a indústria e de submeter os seus programas de pesquisa à aprovação dos membros da profissão, foram mecanismos eficazes para garantir o sucesso da difusão, sem ter que lançar mão do poder compra governamental como era comum na estratégia dos grandes programas. Além do que, o IFP soube criar as condições para que suas atividades de pesquisa gerassem *spin offs*. As empresas criadas a partir do IFP desempenharam um papel fundamental na difusão de importantes inovações geradas pelo Instituto. A jusante, ele atuou principalmente vendendo sua tecnologia de processos industriais de refino e petroquímicos ao mundo inteiro.

Uma das características centrais da pesquisa pública francesa reside no papel menor das Universidades. Uma das principais atribuições do sistema universitário, que é de formar os quadros superiores, foi assumida pelo IFP. O mesmo se aplica à pesquisa universitária que desempenhou um papel de segundo plano. Poderíamos concluir que o IFP mostrou-se uma organização mais apta em desempenhar o papel de interface com a indústria e veio de certa forma preencher um vazio deixado pelas rigidezes do sistema universitário francês.

Questão nº 2: *Até que ponto as empresas estão dispostas a cooperar e a externalizar os esforços de P&D?*

A experiência que analisamos tende a mostrar que as empresas estão mais propensas em cooperar quando tem fortes interesse em externalizar o esforço de P&D. A externalização não é nunca completa e leva a cooperação entre atores, ou seja, a uma certa divisão do trabalho e a uma complementaridade nos esforços de P&D. Mais analiticamente podemos distinguir duas lógicas: a da externalização e a da cooperação. A primeira pode-se aplicar os critérios de racionalidade do mercado. No entanto, esses critérios não explicam a divisão de trabalho que ocorre entre centro de P&D e empresa, sobretudo no quadro do sistema produtivo nacional. De forma que a externalização do esforço de P&D das empresas francesas não pode sozinha justificar o gasto realizado pelo IFP. Esse órgão é responsável por 40% do gasto setorial em P&D. Também, ele não restringe a venda de sua tecnologia apenas às empresas francesas. Ao contrário, ele busca sempre alcançar o maior número de clientes, em escala mundial, o que ele

faz com certo sucesso no *downstream*. No entanto, os recursos obtidos com essa atividade de venda não cobrem os custos de seus esforços em P&D. O IFP também não pauta sua política de pesquisa em função das necessidades contratuais da indústria. O que confirma que não são os imperativos de venda os que orientam sua política tecnológica. No entanto, a cooperação tecnológica escapa a lógica meramente contratual. Ela ocorre dentro do quadro de uma vontade pública desenvolvida pelo IFP e pela Dhyca. A cooperação desempenha um papel muito mais importante para a formação do sistema de inovação francês nessa indústria. Essa cooperação se efetua, com maior ímpeto, no *upstream* por razões que se relacionam ao menor grau de apropriabilidade da tecnologia, sobretudo do lado das companhias petroleiras. Ao passo que no *downstream*, ela é muito menos óbvia porque essas empresas buscam apropriar-se dos frutos da inovação.

Questão nº 3: *Quais são as formas de cooperação mais frequentes?*

A cooperação usuário-fornecedor, que é bastante veiculada pela literatura sobre sistemas nacionais de inovação (Lundvall, 1988), está longe de ser a mais frequente. Na realidade, são os Institutos públicos de pesquisa os verdadeiros catalisadores da cooperação em P&D, seja ela horizontal ou vertical. Vimos que a cooperação entre empresas ocorria com maior frequência entre usuários do que entre fornecedores, em decorrência do menor grau de apropriabilidade da tecnologia.

Questão nº 4: *Quais são os mecanismos determinantes de interação no sistema francês de inovação?*

Mais do que a cooperação, é a coordenação dos esforços de pesquisa que funciona como o verdadeiro cimento do sistema francês de inovação. O esforço de planificação realizado no *upstream*, no quadro do CEP&M/COPREP, desempenha um papel central para o estabelecimento de uma divisão do trabalho entre atores. A característica mais relevante dessa forma de organização consiste em que a coordenação seja mais bem um processo construído de baixo para cima do que o contrário. Isto faz com que haja maior coerência entre objetivos e resultados. Não há dúvida que essa forma de coordenação representa um mecanismo eficaz para escapar a um grande número de dificuldades relacionadas ao voluntarismo em matéria de política industrial e tecnológica que caracterizam o Colbertismo.

Questão nº 5: *Quais são os fatores de sucesso da experiência francesa?*

Apesar do papel que é desempenhado pela pesquisa pública, essa resposta deve ser buscada do lado das empresas. De maneira que tivemos a oportunidade de analisar como elas souberam

desenvolver culturas e estratégias voltadas para a inovação. O caso de Elf é exemplar, uma vez que essa companhia petroleira é líder internacional em esforço relativo em P&D, entre as empresas do seu setor. Mas não é o único caso de empresa francesa com uma cultura voltada para a inovação. No setor para-petroleiro, a CGG constitui um caso exemplar. Porém, além de culturas próprias voltadas à inovação, foi necessário que essas empresas tivessem estratégias adaptadas às incertezas da indústria do petróleo. Nesse sentido, pudemos perceber que as empresas para-petroleiras faltaram seguidamente de capacidade empresarial, o que as levou a cometer erros estratégicos. As associações com os grandes grupos industriais franceses do setor privado não se estabeleceram de uma maneira muito coerente. No final das contas, a indústria para-petroleira francesa acabou realizando o ajuste necessário, porém a um custo muito alto. Todavia, do nosso ponto de vista permanecem ainda importantes problemas. As empresas para-petroleiras francesas ainda não adquiriram tamanho suficiente para estar a altura de suas colegas norte-americanas, com honrosas exceções. Os grandes grupos industriais, associados à construção civil, que estão por trás de certas empresas, não tem uma forte vocação para atuar nesse setor. Para as companhias petroleiras pode-se falar de incertezas estratégicas. Mesmo que Elf tenha desenvolvido uma bem sucedida estratégia de diversificação, ela deixou-se levar por delírios de grandeza, tendo alcançado um alto grau de endividamento, o qual acabou corroendo seus lucros. Total seguiu uma evolução inversa, havendo cometido uma sucessão de erros, entre os quais se destaca uma diversificação mal feita no campo da energia. No entanto, essa companhia recuperou-se graças a uma reestruturação que lhe possibilitou ganhar importantes posições dentro da química de especialidades.

Quanto às políticas públicas, o IFP se destaca como uma inovação institucional da maior importância, quase única no quadro da indústria do petróleo internacional. Juntou-se a ele um sistema de coordenação das atividades de P&D setoriais, através de uma série de Comitês. Pudemos ver que as estruturas destes órgãos evoluíram, abrindo-se a participação de um número crescente de atores. Essa evolução envolveu, também, a diversificação dos Comitês. Havendo iniciado no *upstream*, eles se estenderam ao *downstream* atendendo às demandas da sociedade. De modo que o GSM e o COPRU, se adaptaram às estruturas de mercado vigentes no *downstream*, estabelecendo uma certa divisão do trabalho entre o IFP e as empresas, na qual cabe ao Instituto realizar a pesquisa genérica e prestar serviços tecnológicos às empresas, na área de motores. Embora a capacidade de ação pública tenha demonstrado ser extremamente rica e versátil, nem sempre foi assim. A ação do Estado voltada para estruturação e reestruturação do setor para-petroleiro não revelou essas virtudes. Ao contrário, ela não foi propriamente capaz, nem de compreender as transformações que estavam em curso nessa indústria, e nem de criar um relacionamento verdadeiramente construtivo com as empresas nacionais. De maneira geral, essa ação mostrou-se mais eficaz quando se tratava de setores

concentrados (companhias petroleiras) do que quando se tratava de setores pulverizados (empresas para-petroleiras).

Questão nº 6: *Será que o petróleo reproduz as mesmas limitações do Colbertismo "High-tec"?*

Consideramos que não, por duas razões principais. Em primeiro lugar, porque o sistema de P&D consultivo não permitiu que se reproduzisse o mesmo grau voluntarismo tecnológico em torno de grandes projetos que vicejou em outros setores. A ausência de um mercado interno cativo não recriou os mesmos vícios da "lógica do arsenal". A lógica do mercado tornou-se inelutável, a partir do momento em que a indústria francesa teve que voltar-se para o mercado externo, após a independência da Argélia. Em segundo lugar, porque o esforço público de P&D na indústria do petróleo está longe de ter o mesmo peso sobre as finanças públicas que em outros setores estratégicos como os do complexo militar-aeroespacial e eletrônico. Os gastos em P&D na indústria do petróleo são proporcionalmente inferiores a importância desse setor na economia. Acreditamos que a experiência francesa, ao invés de desmerecer as políticas setoriais, tende ao contrário a confirmar a importância desse tipo de política para a capacitação tecnológica e a competitividade setorial.

Questão nº 7: *Quais são os limites da experiência francesa?*

A experiência francesa enfrenta problemas óbvios, além dos que já foram colocados anteriormente. De fato, por um lado, existe um conflito claro entre a lógica setorial-nacional e a da integração europeia. A solução desse conflito requer que haja uma superação da primeira pela última, como já ocorreu em diversos setores, onde a França desempenhou um papel de líder (espacial e aviação). Não parece ser tão fácil aplicar esse modelo institucional ao campo da energia, por conta das profundas desconfianças que os países europeus tem entre si. Por outro lado, a inovação na indústria do petróleo, sobretudo no *upstream*, requer que pesados investimentos se realizem para que ocorra a sua efetiva difusão. Ora, pareceria que a França tem certas dificuldades em dar esse passo. Ela precisaria de ter o controle sobre importantes campos petrolíferos para testar em tamanho real sua tecnologia. No entanto, os baixos níveis de investimento e o forte protecionismo presentes nessa indústria, não permitem que sua tecnologia seja posta em prática. Aproveitando-se dessa vantagem, alguns países ganham terreno em relação a ela, entre eles o Brasil.

Frente as limitadas oportunidades de expansão da indústria do petróleo, podemos nos questionar sobre as possibilidades que terá o sistema inovação francês em manter sua coerência e integração internas. É verdade que, cada vez mais, são feitas restrições às políticas tecnológicas setoriais. Postula-se a necessidade de que elas se voltem para a difusão (Taddéi e

Coriat, 1992). O IFP parece haver compreendido essa mudança e esboça progressivamente, desde o início da década de 80, uma ampliação de suas áreas de atuação. O programa dos motores que toma um lugar cada vez maior dentro de seu orçamento constitui a primeira manifestação desse processo. Mais recentemente, esse Instituto buscou do lado das pequenas e médias empresas novos parceiros; de forma que ele respondeu proativamente aos anseios da sociedade. Porém, é provável que esse processo conduza a perda de um certo tipo de capacidade de ação, no qual as políticas públicas favorecem a organização do processo de inovação através da cooperação e coordenação entre atores; isto em razão da maior dificuldade em se formar esse tipo de ação coletiva fora do quadro setorial.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Alguns Antecedentes na Literatura

A reflexão empírica e teórica sobre capacitação tecnológica, em empresas, setores ou sistemas sócio-econômicos de países do Terceiro Mundo semi-industrializados, emerge recentemente no corpo da literatura econômica. Ela data de meados da década de 70, quando alguns autores, inicialmente Katz (1976), sentiram a necessidade de compreender mais precisamente os processos de aprendizagem tecnológica que ocorriam no seio das empresas industriais desses países. Essa nova corrente chamada de incrementalista se baseia em autores pioneiros tais como Enos (1962) e Hollander (1965) que, a partir de estudos empíricos, mostraram a importância das inovações incrementais durante o ciclo de vida de uma planta produtiva. Rosenberg (1976) fez uma crítica ao pensamento de Schumpeter cujos trabalhos enfatizam demasiadamente o impacto das inovações radicais sobre a dinâmica econômica. Ele se apoia em autores precursores como Usher para demonstrar a importância das inovações menores e dos processos de aprendizagem sobre a difusão tecnológica, e conseqüentemente sobre o dinamismo econômico. Os autores evolucionistas Nelson e Winter (1974) fazem uma série de contribuições teóricas ao novo corpo de pensamento que se delineia sobre a mudança técnica. Esses autores chamam a atenção para a natureza tácita e específica do conhecimento tecnológico, que nesse novo marco de análise não pode de forma alguma ser assimilado a um bem público, como tinha sido feito por autores neoclássicos.

Herdando dessas diversas contribuições, a corrente incrementalista rompe de certa forma com as interpretações dominantes sobre mudança técnica dentro do pensamento econômico e, em particular, com as correntes que abordavam a mudança técnica nos países em desenvolvimento. As correntes econômicas mais conhecidas reduziam a reflexão sobre mudança técnica nos países em desenvolvimento à questão dos impactos de opções tecnológicas sobre o dinamismo econômico e sobre o nível de emprego (por ex. Sen, 1962). Essas correntes eram de corte bastante estático porque concebiam o conhecimento tecnológico como sendo dado e como estando disponível, herdando conseqüentemente o arcabouço da teoria neoclássica. A escola da CEPAL e da dependência atribuem às opções tecnológicas, feitas no curso do processo de industrialização, um peso determinante sobre a formação da estrutura social e sobre o dinamismo econômico (por ex. Furtado, 1974). Segundo essas correntes o progresso técnico nos países periféricos resulta, essencialmente, da aquisição de tecnologia incorporada e desincorporada de empresas multinacionais. Esse fluxo tecnológico tem um importante impacto sobre a distribuição de renda e sobre o dinamismo econômico desses países. Uma certa corrente da escola da dependência enfatiza que o baixo nível de esforço científico e tecnológico desses países se deve, em grande parte, ao modelo de

desenvolvimento adotado no qual predomina a opção pela tecnologia importada (Herrera, 1971). A falta de dinamismo científico e tecnológico da indústria local é abordada por vários estudos na década de 70 oriundos dessa corrente (Erber, 1983).

Apesar de todas as importantes contribuições sobre as características estruturais do subdesenvolvimento e da dependência, não pode-se deixar de ignorar que o pensamento econômico latino-americano havia subestimado a possibilidade de mudança técnica engendrada a partir de esforços realizados pelas empresas industriais nos países periféricos. A mudança técnica não se restringia apenas a empresas nacionais como também podia ocorrer no seio de empresas multinacionais. Ela tinha como sustento principal inovações incrementais. Na corrente incrementalista na qual se destacam além de Katz (1976), autores como Lall (1980), Dahlman & Westphall (1982), Bell et alii (1984) e Fransman & King (1984) iniciou-se uma nova geração de estudos que estavam preocupados em descrever a extensão e os limites dos processos de aprendizagem tecnológica que ocorriam no seio das empresas e em países do Terceiro Mundo com processos de industrialização significativos. Esses estudos levaram em seu bojo tentativas de sistematização e de alguma forma de constituição de um novo referencial teórico para o desenvolvimento (Fransman, 1986).

A primeira questão foi definir a mudança técnica como sendo algo mais amplo do que apenas uma inovação maior identificável com a produção de patentes. Essa forma de geração de novo conhecimento tecnológico é quase inexistente nos países do Terceiro Mundo, principalmente nas empresas industriais que eram o foco dos estudos. De modo que buscou-se nas inovações menores de natureza incremental o referencial que pudesse explicar a mudança técnica no contexto desses países. Nesse contexto, a mudança técnica associa-se fundamentalmente à experiência produtiva, o chamado *learning by doing* (Arrow, 1962). Todavia, o *learning by doing* caracteriza-se pelo seu grau de automatismo, e não decorre de uma estratégia e de um esforço intencional da empresa visando ao seu próprio aprimoramento tecnológico (Bell, 1984). Por essa razão certos autores (Bell et alii, 1984; Fransman & King, 1984; Lall, 1992) enfatizam a necessidade de se lançar mão do conceito de capacitação tecnológica. Esta decorreria de uma estratégia deliberada da empresa com o intuito de aperfeiçoar o seu desempenho. Bell et alii (1984) define capacitação tecnológica como sendo a habilidade para fazer um uso efetivo da tecnologia. Essa habilidade decorre de esforços explícitos que tencionam dominar e incorporar incessantemente a mudança técnica às práticas produtivas. Esse esforço implica, de modo geral, uma crescente especialização de determinadas atividades direcionadas para o aprimoramento tecnológico da empresa. Entre as atividades especializadas, os autores destacam a formação de recursos humanos, ao lado daquelas destinadas à P&D.

O novo conhecimento tecnológico usado pela empresa, para aperfeiçoar os processos existentes ou para introduzir novos produtos ou processos, pode ser ou bem gerado

internamente ou bem obtido a partir de fontes externas. Na verdade, uma parte substancial desse novo conhecimento é adquirido de outras empresas e/ou em outros sistemas econômicos. A empresa que realiza um processo de aprendizagem tecnológica recorre a habilidades e conhecimentos externos de especialistas ("learning by hiring" de Bell, 1984) e beneficia-se de permanentes contatos com o seu ambiente competitivo.

A capacitação tecnológica resulta de um processo contínuo de aprendizagem tecnológica. Todavia, esse processo é de natureza essencialmente cumulativa e percorre o que se convencionou de chamar da trajetória tecnológica da empresa. Alguns autores buscando certas regularidades nas trajetórias definiram etapas que correspondem a estágios ou níveis de capacitação tecnológica. Bell et alii (1984) definem essa sequência de aprendizagem como indo da replica e cópia, passando pelos melhoramentos incrementais, logo pelo redesenho e finalmente alcançando a geração de novos produtos. Para cada um desses estágios a empresa precisa ter diferentes graus de domínio da tecnologia. No início a empresa precisa apenas ter uma boa capacidade de operar um sistema produtivo, mas para prosseguir no processo de aprendizagem a empresa tem de adquirir a habilidade de projetar nova capacidade de produção, através de atividades finalizadas de engenharia de projeto e detalhamento, e, finalmente, a habilidade de inovar novos processos ou produtos, o que requer a existência de P&D intramuros.

Finalmente, cabe assinalar que a literatura econômica sobre inovação tecnológica tem se preocupado em enfatizar o papel da empresa, dando pouca importância ao caráter interativo do processo de inovação. Lundvall (1988) é o autor que tem mais tratado de resgatar essa dimensão esquecida do processo de inovação, inspirando-se, inclusive, no trabalho seminal de Arrow (1974). Este autor enfatiza que a interação entre agentes econômicos resulta de uma certa forma de aprendizagem tecnológica. Essa aprendizagem consiste fundamentalmente na formação de códigos e canais de informação pelos quais os agentes econômicos aprendem a comunicar. Esses canais de informação são socialmente construídos e requerem um certo tempo de aprendizagem para isso. Eles exercem um papel importante para a efetivação da interação entre agentes no processo de inovação.

Uma parte importante das inovações são complementares e decorrem da interação entre empresas usuárias e produtoras. Essas empresas constituem redes que são espacialmente, economicamente e tecnologicamente interligadas. Esses conjuntos formam segundo Lundvall sistemas nacionais de inovação. Segundo uma visão mais ampla (Freeman, 1988; Nelson, 1988) os sistemas nacionais de inovação concernem não somente empresas mas também o Estado através de políticas setoriais determinadas e uma rede de instituições públicas, semi-públicas (Universidades, Centros de P&D, Órgãos reguladores, etc.) que interagem fortemente com as empresas. Essa visão sistêmica estava, aliás, bastante presente em diversos autores

latino-americanos que falavam durante a década de 70 de sistemas nacionais de ciência e tecnologia (por ex. Sagasti, 1978).

Acreditamos que o conceito de sistema nacional de inovação contribui à análise sobre a natureza do processo de aprendizagem tecnológica em empresas porque ele cria um quadro de referência mais amplo que inclui empresas complementares e competidoras, instituições de diversas naturezas, o estado e suas políticas, etc. Pode-se considerar que o conceito de sistema nacionais de inovações é uma ponte entre uma abordagem micro e macro-econômica.

Os determinantes do processo de inovação constituem um aspecto importante que precisa ser estudado quando se realizam estudos sobre a capacitação tecnológica. Como isto já foi analisado por Katz (1987), esses determinantes podem ser de natureza externa e interna à empresa. Dentre os determinantes de natureza interna enfatizaremos aqueles que decorrem da cultura e da estratégia da empresa. Os determinantes externos devem ser buscados do lado do sistema nacional de inovação e do contexto macro e meso-econômico.

1.2 O estudo de caso sobre Capacitação Tecnológica da Indústria Brasileira do Petróleo.

O estudo de caso da capacitação tecnológica da indústria do petróleo no Brasil envolve fundamentalmente a experiência de uma empresa: a Petrobrás. Essa estatal, de capital misto, criada em 1953, consolida o projeto do Estado brasileiro de constituir uma indústria do petróleo que fosse capaz de atender à rápida expansão da demanda. Até então o consumo vinha sendo coberto a partir da importação de derivados, comercializados predominantemente por empresas multinacionais. Esse projeto culmina com a criação simultânea do monopólio e da empresa estatal.

Além da criação da empresa estatal monopólica e da atuação na regulação da comercialização e da distribuição dos derivados, a ação dos organismos do governo federal de política industrial tem sido bastante tímida no setor. De fato, a Petrobrás rapidamente se constitui numa poderosa organização, liderada por uma competente tecno-estrutura, que toma suas decisões com um forte grau de autonomia em relação ao aparelho de Estado, embora interaja com ele. Da iniciativa da tecno-estrutura dessa empresa partirão as principais ações que configurarão o processo de aprendizagem tecnológica da indústria do petróleo no Brasil.

Embora desde o início a Petrobrás tenha sido uma grande importadora de tecnologia, essa empresa se empenhou desde início num intenso esforço de formação de recursos humanos com a finalidade de absorver essa tecnologia. Desde o final da década de 60, a empresa busca negociar nos contratos de licenciamento uma efetiva transferência e absorção da tecnologia.

Na década de 70, começa a emergir nos departamentos operacionais da empresa, uma forte capacidade em engenharia básica, e consolida-se um Departamento de P&D. No entanto, essa capacidade tecnológica da empresa estava voltada principalmente para a área química (refino e

petroquímica). Somente na década de 80, a empresa dá um salto qualitativo ao passar a conceber seus próprios sistemas de produção de petróleo e gás natural, e adquire uma posição de destaque no quadro internacional ao ser a empresa que produz o petróleo submarino mais profundo do mundo.

O salto qualitativo que a empresa efetua para alcançar a liderança tecnológica internacional no campo da produção submarina se traduz em transformações estruturais que se processam em vários níveis:

- uma transformação interna da empresa através da internalização das atividades de P&D e Engenharia Básica;
- uma mudança organizacional importante ao aumentar substancialmente o grau de interação entre as atividades de concepção e de execução;
- uma mudança da relação com os fornecedores locais de bens e serviços através da criação de um programa de qualidade e da mobilização desses produtores em torno de programas tecnológicos da empresa;
- uma mudança do relacionamento com os fornecedores estrangeiros através da instauração de projetos cooperativos no lugar da transferência tecnológica.
- uma mudança do padrão de relacionamento com a universidade e os institutos de pesquisa nacionais. Há uma intensificação dos projetos de formação de RH em nível de pós-graduação e dos contratos de pesquisa.

O interesse que suscita a experiência da Petrobrás relaciona-se ao papel extremamente ativo que essa empresa assume em seu relacionamento com o meio externo para a constituição do que poderá vir a se chamar de "sistema nacional de inovação" em nível setorial. Ressalta aos olhos do observador que as funções básicas de P&D e Engenharia Básica se concentram na empresa estatal. O papel das outras instâncias do sistema nacional de inovação é muito menor e principalmente menos ativo. Não há, por exemplo, um Instituto de pesquisa que complementa o esforço de inovação da empresa estatal. O caso brasileiro se distingue por essas razões do caso francês.

Esta parte do trabalho, dedicada ao estudo do caso brasileiro, está estruturada da seguinte forma. No item dois fazemos uma avaliação da capacitação tecnológica atual da empresa distinguindo as diferentes atividades que a embasam. No item três, fazemos uma análise histórica da relação Estado-empresa a qual nos esclarece melhor sobre o papel das políticas governamentais na evolução da empresa. No item quatro, a análise relativamente estática do diagnóstico do segundo item é completada pelo estudo da trajetória tecnológica da empresa. Nessa oportunidade, tentamos elucidar de que forma certos fatores endógenos e exógenos pautaram a evolução da empresa. O estudo caso sobre o Brasil encerra-se com uma conclusão que apresenta resumidamente alguns dos principais achados da experiência da Petrobrás.

2. DIAGNÓSTICO DA CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS

Este item está voltado para fazer uma avaliação da capacitação tecnológica da Petrobrás. Na verdade, realizar análises e diagnósticos da capacitação de empresas não é uma tarefa simples. Vimos na parte introdutória que alguns autores, como Bell e Katz, costumam apontar que o processo de aprendizagem tecnológica da empresa segue uma sequência de etapas evolutivas: operação, adaptação e inovação. Essas etapas são associadas a níveis de capacitação tecnológica. Temos obviamente duas maneiras de identificar esses níveis: através dos resultados logrados ou dos esforços realizados em determinadas atividades. A tradução do nível de capacitação tecnológica da empresa em resultados pode ser inferido por uma grande diversidade de indicadores relacionados ao processo produtivo. Supõe-se, nesse sentido, que uma maior eficiência dos processos produtivos deva decorrer, ainda que não completamente, de um maior domínio da empresa sobre a base técnica que opera,

Já os esforços da empresa, orientados para aumentar o domínio das tecnologias usadas nos processos produtivos, estão relacionados à existência e ao nível de desenvolvimento de certas atividades, tanto internamente como em relação com outras entidades. De fato, o processo de aprendizagem tecnológica conduz a um aprofundamento da divisão do trabalho e uma crescente especialização de certas atividades destinadas ao aprimoramento tecnológico dentro da empresa e fora dela.

Como podemos então definir o nível de capacitação tecnológica alcançado pela empresa? Será que ele é homogêneo entre as suas diversas atividades? De fato, sabemos que países periféricos se caracterizam por uma profunda heterogeneidade tecnológica. Temos toda a razão pensar que essa heterogeneidade existe ao nível micro-econômico, sobretudo quando se trata de uma grande empresa. Veremos que a Petrobrás confirma essa característica. Bem que o seu nível médio de capacitação tecnológica seja significativamente alto, em certos segmentos, ele pode não sê-lo.

As abordagens da capacitação tecnológica das empresas variam bastante de um autor para outro. Lall (1992) tentando fazer uma síntese de diversos trabalhos classifica as capacitações tecnológicas, em nível da firma, por funções (*investimento*: pre-investimento e execução de projeto; *produção*: engenharia de processo, engenharia de produto e engenharia industrial; e *relações com a economia*) e por nível de complexidade (*rotina simples*; *adaptação e duplicação*; *inovação e risco*). Essa classificação é bastante esclarecedora pois ela nos permite ver que uma função dentro da empresa pode comportar diversos níveis de complexidade tecnológica e portanto diversos níveis de capacitação tecnológica. As atividades estão associadas ao grau de complexidade pelo qual é exercida cada uma dessas funções. Essa análise é mais sofisticada do que as que atribuem um nível de capacitação apenas a existência

de uma dessas funções dentro da empresa. A separação entre a existência de funções e de atividades, que embasam um certo nível de capacitação tecnológica da empresa, enriquece o quadro analítico sem, todavia, nos esclarecer sobre a relação que existe entre as atividades e habilidades.

Na realidade, as habilidades provêm de esforços acumulados durante o tempo de vida da empresa. Esses esforços possibilitam um processo cumulativo de aprendizagem tecnológica. Tais esforços, a medida em que vão se tornando rotinas, são institucionalizados dentro da empresa através de divisões ou departamentos que assumem essas tarefas. Mas nem sempre, a existência de tarefas rotinizadas nos informa a respeito do nível de capacitação tecnológica da empresa. Por exemplo, a existência de um Departamento de P&D, com certas atividades de inovação, não implica necessariamente que a empresa já tenha alcançado o nível de capacitação de uma empresa inovadora.

As abordagens propostas pelos estudos de capacitação tecnológica tendem a enfatizar o caráter desincorporado progresso técnico. Mesmo que, o conhecimento tecnológico existente em ativos imateriais desempenhe um papel central no processo de aprendizagem, não podemos desconhecer que ele está relacionado à existência de conhecimento tecnológico incorporado em equipamentos. O avanço técnico nas indústrias pesadas, que requerem grandes imobilizações de capital, está intimamente associado ao grau de atualização dos equipamentos usados nos processos produtivos. Esse aspecto deve ser levantado, quando se trata de inferir o nível de capacitação tecnológica de uma empresa petroleira, que atua nesse tipo de indústria.

Tentando elaborar uma síntese desses diversos elementos, podemos afirmar que existem duas principais funções que dão forma a capacitação tecnológica: a capacidade de operar um determinado sistema de produção; e a capacidade de projetar novos sistemas de produção. Não incluímos a função-capacitação de relacionamento externo contemplada por Lall, porque a consideramos um meio de adquirir tecnologia, ao invés de uma função principal da empresa.

Cada uma dessas áreas de constituição de capacitações (produção e investimento) comporta níveis crescentes de complexidade tecnológica, retomando a ideia de Lall, que podem ir da mera operação até a inovação. A capacitação tecnológica da empresa repousa sobre uma série recursos materiais e imateriais que ela cria ou adquire externamente. Daí o interesse em se analisar os esforços que a empresa dedica ao aprimoramento do estoque de equipamentos, à formação de recursos humanos, ao desenvolvimento de atividades de P&D e de engenharia associadas ao processo produtivo ou à construção de novas plantas, à aquisição de fontes externas de conhecimento tecnológico, organizacionais, etc.

No intuito de propiciar os elementos que nos permitam realizar uma avaliação do nível de capacitação tecnológica da Petrobrás, fazemos uma análise de uma vasta gama de atividades da empresa. Buscamos juntar nessa análise todos as atividades e indicadores que nos possibilitem

inferir o tipo de resultados logrados e os esforços orientados à finalidade de aprimorar a capacitação tecnológica.

Com a finalidade de contextualizar nosso estudo da capacitação tecnológica da Petrobrás, fazemos, no próximo subitem, uma breve análise da oferta e demanda de bruto e derivados no Brasil. A Petrobrás é tipicamente um caso de empresa nacional, cuja missão consiste em dotar o país de uma indústria do petróleo à altura do seu crescente mercado interno. Nesse sentido, o Brasil se diferencia de grande parte dos países do Terceiro Mundo. Nesses países, a indústria começou sendo dominada por empresas multinacionais antes que surgissem as suas empresas nacionais. No caso brasileiro, a implantação da indústria do petróleo resulta fundamentalmente do desenvolvimento da empresa estatal.

Após de, no primeiro subitem, traçar um quadro panorâmico da evolução do mercado interno, os subitens seguintes se propõem de analisar o nível de capacitação tecnológica alcançado pela empresa. A avaliação dessa capacitação se efetua, num segundo subitem, através de um corte analítico, no qual primeiro estudamos o desempenho produtivo da empresa que é em última instância a tradução nos fatos da sua capacitação tecnológica. Utilizamos para esse fim uma série de indicadores, tratando de no possível referi-los a números internacionais. Logo, num terceiro subitem, fazemos uma avaliação das diversas atividades que embasam os esforços da empresa destinados a absorver e gerar tecnologia. Esses esforços se manifestam sob diversas formas: nível de atualização dos equipamentos, formação de recursos humanos, organização da empresa, PD&E, e busca de fontes externas de conhecimento tecnológico. Dentro dessa última forma destacamos com ênfase especial os esforços desenvolvidos pela empresa em conjunto com os outros atores com vistas à constituição de um sistema nacional de inovação.

2.1. O Mercado Interno de Petróleo e Derivados

Na primeira metade do século havia um grande consenso, entre os especialistas, de que o Brasil era um país pobremente dotado em petróleo, embora as bacias sedimentares do país houvessem sido exploradas apenas em uma pequena parte. Enquanto México, Venezuela, Peru e Colômbia mesmo antes da Primeira Guerra recebiam investimentos internacionais e tecnologia para a exploração de petróleo, o Brasil, por sua "geologia rebelde", era completamente marginalizado (Moura & Carneiro, 1976, p. 95). Sem expectativas favoráveis quanto à produção em seu território, o país recorreu, historicamente, à importação de petróleo.

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

O mercado brasileiro se consolidou no pós-guerra e cresceu aceleradamente até o segundo choque do petróleo. A partir daí, observou-se uma relativa estabilização do consumo que pode ser atribuída a dois fatores principais: a substituição dos derivados por outros energéticos, tais como eletricidade, álcool, lenha, carvão vegetal e mineral, e a estagnação da economia brasileira. Ao se esgotar o processo de substituição, o fator determinante para a expansão da demanda de petróleo e derivados será o crescimento da economia (Furtado e Suslick, 1993).

O montante das importações de bruto tem variado em função da política de investimentos da Petrobrás em exploração e produção (Tabela 1). Pode-se sumariar a evolução da política de produção de bruto da empresa através da seguinte cronologia:

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

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

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

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

O Brasil é auto-suficiente em derivados de petróleo desde o início da década de 60, em razão do esforço industrial da década de 50. No final dos anos 70, a necessidade de adequar a estrutura de refino à evolução da demanda, em parte pela captura do mercado da gasolina pelo álcool, conduziu, paradoxalmente, à exportações desse destilado nobre e de óleo combustível. Em contraposição, com o crescimento da demanda, o país tornou-se importador de GLP e de nafta petroquímica e mais recentemente de diesel.

Todavia, com a estagnação da produção de álcool a partir de meados da década de 80, o consumo de gasolina voltou a crescer. Em decorrência, as exportações desse derivado caíram de 3,9 MTEP, em 87, para 1,1 MTEP, em 91. Porém, essas exportações se recuperaram mais recentemente, em razão da entrada de novas unidades de craqueamento, havendo alcançado 3 MTEP, em 93.

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

TABELA 1
Produção e Importação de Petróleo (mil bbl/dia)

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

Fonte: Petrobrás

A capacidade de destilação de óleo cru da Petrobrás é de 1,4 milhões bbl/d, correspondendo a 1,9% da capacidade mundial de refino de bruto. Porém, esse percentual sobe para 3,1% quando se trata da capacidade de craqueamento catalítico, evidenciando que o perfil de refino no país continua voltado para a produção de gasolina (Tabela 2), apesar das exportações.

TABELA 2
Capacidade de refino no Brasil em jan. 1990

	Destilação	Craqueamento Catalítico	Craqueamento Térmico	Reforma
10 ³ Bbl/d	1397	331	38	21
% mundial	1,9	3,1	0,6	0,25

Fonte: International Energy Annual 1989

Mesmo com perfil privilegiando a gasolina, o parque de refino brasileiro tem reagido satisfatoriamente às mudanças requeridas pelo consumo. Essas têm seguido a tendência internacional, prevalecendo em importância os destilados médios e leves. A Tabela 3 mostra a evolução da estrutura do consumo de petróleo no país a partir de 1970.

TABELA 3
Estrutura de consumo final de derivados de petróleo em %

Deriv\Anos	70	80	87	91	93
Diesel	23,0%	29,5%	36,5%	37,6%	37,2%
Gasolina	31,7%	16,6%	11,0%	14,1%	13,8%
Óleo Comb.	28,3%	30,7%	18,0%	16,2%	16,6%
GLP	5,8%	5,7%	8,8%	9,8%	9,7%
Nafta	---	3,7%	9,5%	8,3%	8,7%
Queros.	4,3%	4,1%	5,0%	3,9%	3,4%
Total (MTEP)	22,8	52,1	52,8	57,2	60,1

Fonte: BEN

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

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

Tomando-se por foco de análise o contexto geral, tem que ser admitido que o segmento de transformação do bruto instalado no país respondeu à evolução do consumo (Tabela 3 e 4). Entretanto, como o consumo de derivados foi contido pela recessão na década de 80, pode-se prognosticar que a retomada do crescimento verificada durante a década de 90 exigirá ampliar a capacidade de conversão secundária, principalmente de derivados médios, ou importar maior quantidade de produtos transformados.

TABELA 4
Estrutura da produção dos principais derivados no Brasil

Deriv\Anos	70	80	87	91	93
Diesel	22,7%	30,5%	38,1%	35,4%	33,3%
Gasolina	29,3%	15,5%	17,1%	15,4%	18,8%
Óleo Comb.	33,9%	30,1%	22,5%	20,0%	19,6%
GLP	3,9%	4,9%	6,0%	5,8%	6,3%
Nafta	---	5,6%	11,1%	9,4%	8,6%
Queroz.	5,2%	4,9%	5,5%	4,6%	4,2%
Total(MTEP)	24,4	53,7	59,4	56,8	59,4

Fonte: Balanço Energético Nacional, 1992

O atendimento da crescente demanda de diesel é um dos pontos mais críticos para a Petrobrás, visto ter sua capacidade de conversão secundária centrada no craqueamento catalítico. Quando, no início dos anos 80, foi necessário alterar a estrutura de refino para produzir diesel em proporção superior a 30%, foi necessário alterar as especificações técnicas desse derivado, adicionando-se frações mais leves (naftas) e mais pesadas (óleo combustível).⁴⁰

⁴⁰ O óleo diesel distribuído no país não corresponde às especificações vigentes nos países desenvolvidos. Ademais o teor máximo de enxofre é 1,3%, muito acima do padrão dos países desenvolvidos.

Mesmo assim, o país foi obrigado a exportar gasolina e óleo combustível que excediam o consumo interno resultante do aumento de produção do diesel. Em compensação, parte da nafta e também do GLP tiveram de ser adquiridos no exterior.⁴¹

A ampliação da capacidade de produção de derivados médios exige, contudo, pesados investimentos. Estima-se que transformar um barril de diesel, aumentando a proporção dos médios, levará a um custo adicional de US\$ 4/bbl (Bonfiglio, 1993). Além desses custos, os investimentos para aumentar a capacidade de produção de médios terão que ser feitos necessariamente, seja para alterar o perfil do refino, como foi dito, seja para reduzir a carga poluidora do diesel.⁴² Esse elevado custo de produção do diesel ajuda a entender porque nos anos recentes a empresa optou por aumentar as importações líquidas de diesel que chegaram a alcançar 3,6 MTEP, em 93, reduzindo, inclusive, a parcela produzida nacionalmente a favor da gasolina (Tabela 4).

O Gás Natural representa certamente uma realidade a parte, embora esse energético faça parte integrante da indústria do petróleo. De fato, no Brasil o consumo de gás natural é ainda incipiente, elevando-se apenas a 2,5 % do consumo energético nacional. Existem expectativas para que essa participação venha a crescer, em razão da expansão da produção interna e das importações provenientes dos países vizinhos latino-americanos: Bolívia e em menor medida Argentina. A proporção do gás poderá alcançar 6% consumo energético nacional até o final da década. Mas o consumo de gás natural no país é, em grande parte, tributário do desenvolvimento de uma infra-estrutura de transporte e de distribuição, que ainda está por ser construída no país.

A ausência de uma política de desenvolvimento sistemática desse energético contribuiu para o atraso do consumo e da produção, do qual a Petrobrás é sem dúvida co-responsável. Mesmo assim, a produção de gás natural se expandiu bastante ao longo dos últimos 10 anos (Tabela 5). O volume de gás produzido no país não é desprezível: corresponde a 120 mil bep/dia, ou seja, a um pouco menos do quinto da produção nacional de petróleo. Grande parte do gás natural produzido no país é associado ao petróleo (aproximadamente 81% da produção), embora esse tipo de gás corresponda, apenas, a 63% das reservas. Isto se deve a que os investimentos para a produção de gás são feitos preponderantemente em complemento à produção de petróleo.

⁴¹ Em 1993 foram importadas 2 MTEP de nafta e 1,8 MTEP de GLP., Balanço Energético Nacional, 1993.

⁴² O Conama estabeleceu a norma de um teor máximo de enxofre no diesel correspondente a 0,5%, a partir de 1992. A implantação desse teor, em nível nacional, vem sendo considerada problemática pela Petrobrás que adotou a solução de implantar esse teor do diesel apenas nas grandes cidades (diesel urbano).

Tabela 5**Produção Brasileira de Gás Natural em milhões de m³/dia**

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Associado	8,9	11,1	12,8	13,3	13,3	13,8	14,0	13,9	14,4	15,5
N. Associado	2,1	2,3	2,2	2,3	2,6	2,2	2,7	3,3	3,7	3,6
Total	11,0	13,4	15,0	15,6	15,9	16,0	16,7	17,2	18,1	19,1

Fonte: Petrobrás

O aproveitamento do gás natural produzido no país é ainda limitado. Em 1992, apenas 45% do gás produzido era vendido a terceiros, 23% se destinava a reinjeção, 14% ao autoconsumo da Petrobrás e 18% eram perdidos (queimados). Ademais do baixo nível de aproveitamento dos recursos extraídos, a produção de gás natural apresenta melhores potenciais de expansão que o petróleo. A relação reserva/produção era de 19,6 anos, comparada aos 15,8 anos do petróleo.

2.2 Desempenho Produtivo e Tecnológico

As atividades produtivas da indústria do petróleo são normalmente separadas entre aquelas que estão a montante (*upstream*), que compreende a exploração (busca de petróleo), desenvolvimento e produção, e a jusante (*downstream*), o que inclui refino, transporte e distribuição. A Petrobrás é uma empresa que pela sua trajetória peculiar, a qual estudaremos mais em detalhe no quarto item, apresenta um desempenho produtivo e uma capacitação tecnológica muito mais desenvolvida a montante do que a jusante.

Em exploração

Em virtude da complexidade da atividade de prospecção mineral e no intuito de esclarecer melhor que atividades exploratórias são desenvolvidas pela companhia petroleira, listamos logo abaixo, as seguintes etapas:

Quadro 1: Principais Etapas da Atividade Exploratória na Petrobrás

Área	Órgão	ATIVIDADE
GEOLOGIA	DEPEX	ANÁLISE DE TERRENO FOTOGRAFIA AÉREA SENSORIAMENTO REMOTO
	CENPES	GEOQUÍMICA
GEOFÍSICA	DEPEX	PERFIS GRAVIMÉTRICO MAGNETOMÉTRICOS LEVANTAMENTO SÍSMICOS INTERPRETAÇÃO
PERFURAÇÃO EXPLORATÓRIA	DEPER	

A evolução e a diversidade da pesquisa e das atividades de exploração resultam do considerável esforço realizado pela Petrobrás no *upstream*, o que vem permitindo uma reversão das expectativas negativas sobre o potencial energético do país. Outrora, como assinalamos acima, o Brasil era considerado como uma região de escassas reservas em hidrocarbonetos. No entanto, o desenvolvimento e aplicação crescente dessas atividades no país possibilitaram fazer descobertas como as realizadas pela empresa no litoral, principalmente depois do primeiro choque internacional de preços de petróleo. O tamanho das reservas provadas e inferidas pode ser analisado como indicador que traduz o desempenho alcançado. Durante a década passada, o ritmo de crescimento das reservas provadas foi em média de 7,8%. Atentamos para o fato de que a velocidade de exaustão dos reservatórios foi maior do que as descobertas realizadas pela empresa durante esse período, de modo que houve uma tendência para redução acentuada da relação reserva/produção durante a década passada (Tabela 6). Porém, essa tendência se reverte no começo da atual década com a incorporação de um importante volume adicional de reservas, havendo aumento dessa relação e crescimento espetacular do volume de reservas adicionais.

TABELA 6

Produção de Petróleo (mil bbl/dia), Reservas Adicionais(*) e Reservas Provasdas(milhões de bbl)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Prod.	182	213	260	330	461	546	572	566	554	595	631	647	653
Resrv.	1.318	1.476	1.718	1.850	2.016	2.168	2.340	2.519	2.833	2.794	2.800	3.117	3.600
P/R	19,84	18,98	18,11	15,36	11,98	10,88	11,21	12,19	14,01	12,87	12,16	13,2	15,8
R.Ad.		235,7	337,4	251,8	334,4	351,4	380,9	384,9	516,4	178,6	236,1	553,0	721,0

(*) R.Ad.: Reservas Adicionais = Reservas_t - Reservas_{t-1} + Produção_t

Fonte: Petrobrás

A evolução das reservas provadas não depende apenas dos investimentos que são feitos em atividades geológicas de exploração. As atividades situadas a jusante, na fase de perfuração (Ver Quadro I), assim como o desenvolvimento e reavaliações das jazidas realizados durante a fase exploratória, influem decisivamente no processo de dimensionamento efetivo dessas reservas. De modo que, as reservas, nem sempre, representam o indicador mais apropriado para avaliar os resultados alcançados pela atividade de exploração. Na realidade, o nível de reservas potenciais podem testemunhar melhor o empenho logrado, visto que estas dependem exclusivamente dos instrumentos de análise da pesquisa exploratória. Conforme os dados, as reservas potenciais dos campos de Marlim e Albacora são da ordem de 6 bilhões de bep (barril equivalente petróleo), o que se aproxima do dobro do volume das reservas provadas. Existem, segundo dados da Petrobrás, 10 bilhões de bep entre reservas provadas e potenciais até 2000 metros de profundidade. Esta rápida evolução das reservas potenciais tornou possível a projeção da produção da empresa para 1,5 milhão/dia no ano 2000, o que representa mais do que o dobro da produção atual (650 mil barris/dia em 1992). Nesse sentido, a década de 80 foi marcada por importantes descobertas em águas profundas na Bacia de Campos, na Bacia de Santos, de Potiguar e na região Amazônica.

A expansão das reservas também pode ser explicada pela uso de novas tecnologias no setor de explorações, o que permite a redução dos custos associados às operações de campo e à interpretação de dados. As principais inovações que estão revolucionando essa atividade são o uso de computadores no tratamento e interpretação de informações e a sísmica 3D (três dimensões). Muito embora, o nível de investimento da companhia, no final da década passada, tenha caído à metade do que era entre 1982-83; o volume de levantamentos sísmicos chega a ser 2,5 superior ao que era executado no início dos anos 80⁴³. No entanto, essa atividade cai

⁴³ A atividade exploratória costuma ser medida por levantamentos sísmicos em Km. O aumento da atividade sísmica se deve a queda dos custos. De fato, em meados da década de 70, os custos dos levantamentos sísmicos realizados em terra caíram de 9.000 dólares/km para 4.000-5.000 dólares/km em 1990. Mas outro elemento importante que ajuda a compreender essa dinâmica é que o custo do levantamento sísmico no mar é bem inferior ao que é feito em terra.

sensivelmente no começo da década de 90, para recuperar-se logo depois. Entre 1986-92, os impactos do aumento da capacidade de processamento de dados possibilita o levantamento de 701.057 mil Km de linhas sísmicas e a interpretação de 1.240.471 mil Km, sendo que 31% desta última foram feitas em 3D. Destaca-se que a interpretação de dados cresceu tão rapidamente que, como se pode notar, foram processados mais dados do que os levantados (Tabela 7).

TABELA 7

Interpretações e Levantamentos Sísmicos (mil Km).

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Interpretações							
Terra	22.562	23.996	31.375	34.912	47.199	63.600	51.600
Normal	22.562	23.996	31.375	33.279	46.958	58.000	46.000
3D				1.633	241	5.600	5.600
Mar	49.017	92.030	133.458	172.971	180.751	161.000	176.000
Normal	46.213	49.660	85.813	102.573	101.251	86.000	86.000
3D	2.804	42.370	47.645	70.398	79.500	75.000	90.000
Total	71.579	116.026	164.833	207.883	227.950	224.600	227.600
Normal	68.775	73.656	117.188	135.852	148.209	144.000	132.000
3D	2.804	42.370	47.645	72.031	79.741	80.600	95.600
Levantamentos							
Total	74.130	117.559	129.509	128.327	87.828	60.345	103.359

Fonte: Petrobrás

Todavia, seguindo um padrão que é comum na indústria petrolífera, grande parte dos serviços de levantamento sísmicos são realizados por empresas para-petroleiras especializadas. Apenas 25% das equipes que atuam em terra são da companhia, enquanto toda a parte marítima vem sendo coberta por firmas prestadoras de serviço. Visto que o rendimento dessa atividade é muito maior em mar do que em terra, isto permite que apenas algumas equipes atuem em zona marítima. De modo que, a queda dos levantamentos sísmicos, observada em 1991 (Tabela 7), encontra sua razão de ser na redução da contratação desses serviços em zona marítima. O número de equipes sísmicas são apresentadas na Tabela 8.

TABELA 8

Equipes Sísmicas em Atuação

	1988	1989	1990	1991	1992
Terra	13	12	8	10	12
Mar	4	3	3	2	3
Total	17	15	11	12	15

Fonte : Petrobrás

Em compensação, toda a atividade de processamento e interpretação de dados é realizada pelos quadros técnicos da empresa. Sendo essa atividade menos custosa à empresa, é possível compreender porque seu nível se manteve apesar da forte crise da atividade exploratória no início da década de 90 (Tabela 7).

O desempenho da atividade exploratória pode ser avaliado também pela taxa de sucesso das perfurações⁴⁴. De fato, na medida em que a perfuração representa a maior parcela do custo envolvido nessas operações, essa taxa se constitui num indicador determinante. O esforço da empresa permitiu obter a taxa de 19,2% para as operações marítimas e de 12,3% nas atividades executadas em terra para 1990 (ver adiante Tabela 13). Isso correspondia a um nível médio de 14,1%. Nos Estados Unidos, para o mesmo ano, esse índice era um pouco superior, situando-se em 16,8%.

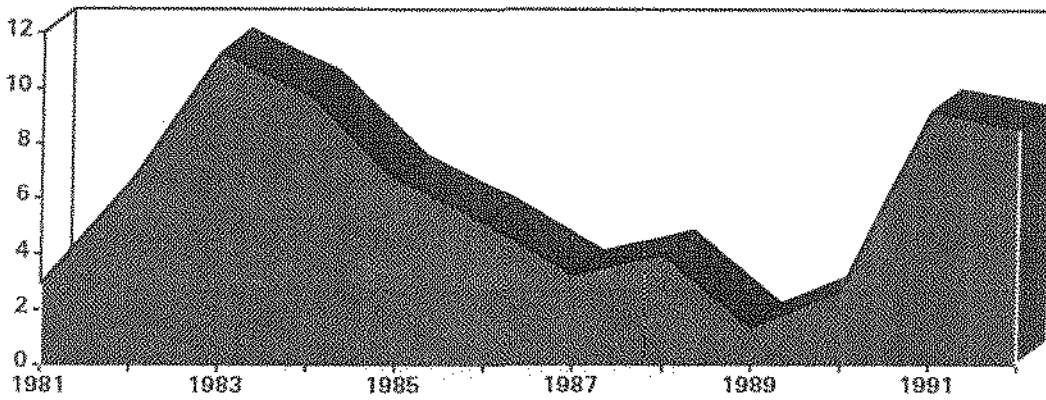
Outro indicador importante de resultados obtém-se ao relacionar o volume de reservas adicionadas por Km sísmico levantado⁴⁵. Entre 1983-90, esse índice caiu de 11,3 mil para 2,7 mil barris/Km levantado. Esse fenômeno pode ser explicado pela significativa diminuição da atividade de perfuração durante a segunda metade dos anos 80, impedindo que determinado volume de reservas potenciais passassem para o estágio de reservas provadas. Mas também, se deve à formidável expansão das atividades de levantamento sísmicos nesse mesmo período. Aparentemente está se processando uma substituição entre a atividade sísmica e a de perfuração. Esta tem declinado substancialmente a partir de 1988, atingida pelos cortes nos programas de investimento. Mais recentemente, o índice reservas/km sísmico levantado tem se recuperado, alcançando níveis semelhantes àqueles de 1983-84. Essa recuperação se deve ao considerável aumento do volume de reservas adicionadas em 1991-92 (Figura 1).

⁴⁴ Mede-se a taxa de sucessos nas perfurações pela relação das descobertas economicamente viáveis/poços perfurados.

⁴⁵ As reservas adicionadas sobre os km de levantamentos sísmicos durante o ano permite ver a relação que existe entre o esforço exploratório e o volume das descobertas.

Figura 1

Rendimento da Atividade Sísmica (mil bbl de reservas adicionais/Km de levantamento sísmico)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

De fato, as reservas provadas de petróleo aumentaram substancialmente nos últimos dois anos, passando de 2,8 para 3,6 bilhões bbl. Em consequência, a relação reserva/produção cresceu de 12,1 para 15,8 anos. Esse resultado foi obtido com a intensificação do uso de conhecimento ao invés de *hardware*, ou seja, com mais sísmica e interpretação e menos perfuração. Mas, não somente esse índice atesta a melhoria do desempenho da atividade exploratória no país. Também, a relação volume de óleo descoberto/poço perfurado corrobora essa conclusão, pois de 350 mil bbl em 1981, subiu para 410 mil bbl, em 1987, logo depois, em 1990, chegou aos 580 mil bbl, e, finalmente, em 1992, alcançou os surpreendentes 1.870 bbl/poço perfurado. Afora essa relação, o volume de óleo descoberto por metro perfurado na atividade exploratória mostra a mesma evolução, passando de 418 bbl em 1983, para 921 bbl, em 1987, 1009 bbl, em 1990, e, finalmente, 2.785 bbl/metro perfurado, em 1992 (Tabela 9).

TABELA 9

Rendimento da atividade exploratória da Petrobrás (1983-1992)

	1983	1985	1990	1992
RA(*)/Nº poços perfurados (milhão de bbl/poço)	0,22	0,33	0,58	1,87
RA(*)/metro perf. exploração (bbl/metro)	418	722	1.009	2.783

(*): Reservas Adicionais = $R_t - R_{t-1} + P_t$

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Petrobrás

Essa evolução traduz uma transformação radical da atividade exploratória, conduzida pela introdução de novas tecnologias baseadas na informática. De um modo global, o custo de

reposição de um novo barril de petróleo (surrogate finding cost) caiu consideravelmente⁴⁶. Esse custo, que era de 8,5 no início dos anos 80, caiu para 2,29, em 1991, e para 2 US\$/bbl, em 1992. A evolução da Petrobrás não destoa do quadro dos Estados Unidos, onde verificou-se também substanciais baixa do custo de reposição⁴⁷. Essa queda acompanhou-se de uma alteração da estrutura de custo do barril descoberto pela empresa⁴⁸. Assim, a atividade de perfuração perdeu importância em benefício da exploração geológica. Anteriormente, a perfuração chegava a custar até 80% do custo total; hoje essa proporção é inferior a 60% (Tabela 10).

TABELA 10

Custos Totais de Descoberta (em %)

	1981-1991	1991
Perfuração e Sonda	70	58
Interpretação	1	4
Processamento de Dados	2	3
Aquis. de Dados Geológicos	7	4
Aquis. de Dados Geofísicos	10	17
Outros (Geodésia, etc)	10	14

Fonte: Petrobrás

Em Perfuração

A atividade de perfuração é muito custosa porque ela requer a mobilização de vultosos recursos materiais. Dependendo da profundidade e das condições de acesso, o custo de perfuração de um poço de petróleo pode variar de 1 a 50 milhões de US\$. Os poços perfurados em zona marítima são em geral mais custosos do que os de zonas terrestres (Tabela 11). Porém poços perfurados em zonas terrestres de muito difícil acesso podem se situar num patamar acima dos poços marítimos. Assim, um poço perfurado na região Amazônica em terra pode chegar a custar US\$ 50 milhões. Ao passo que, os poços perfurados na Bacia de Campos tem custo que variam de US\$ 4-8 milhões, para regiões de fácil acesso, até US\$ 10-20 milhões, em regiões de difícil acesso.

⁴⁶ O custo de reposição relaciona o investimento (em exploração + investimento em produção)/variação das reservas.

⁴⁷ Nesse país esse custo caiu de 7,3 para 3,34 US\$/bbl entre 1983 e 1990 em termos de dólares constantes (Oil and Gaz Journal, June 22, 1992, p.60)

⁴⁸ Esse custo só concerne a fase exploratória, ou seja, o investimento em exploração.

TABELA 11

**Custo do Metro Perfurado (US\$/metro) e Rendimento das Sondas
(metros/sonda/mês)**

	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Custo						
- Terra	326	326	410	684	661	723
- Mar	1.292	1.714	2.510	2.608	1.735	1.791
Rendimento						
- Terra	2.817	2.172	2.834	2.592	2.120	2.232
- Mar	1.882	1.847	1.712	1.657	1.918	2.171
- Total	2.369	2.474	2.694	2.267	2.052	2.023

Fonte: Petrobrás

O elevado custo de aquisição e manutenção de uma sonda, além dos óbvios ganhos de escala e de aprendizagem que existem nessa atividade, fizeram com que desde cedo as empresas petrolíferas contratasse os serviços de perfuração a empresas especializadas, chamadas de *contractors*. As empresas líderes operam no mercado mundial. As mais conhecidas são Sedco-Forex (EUA-França), Zapata (EUA), Forasol-Foramer (França). A Petrobrás, no entanto, se caracteriza por haver internalizado parte considerável dessas atividades, que se encontram centralizadas no Departamento de Perfuração (Deper). Todavia, as atividades de apoio à perfuração (logging, mudlogging e cimentação) continuam sendo da atribuição de empresas altamente especializadas.

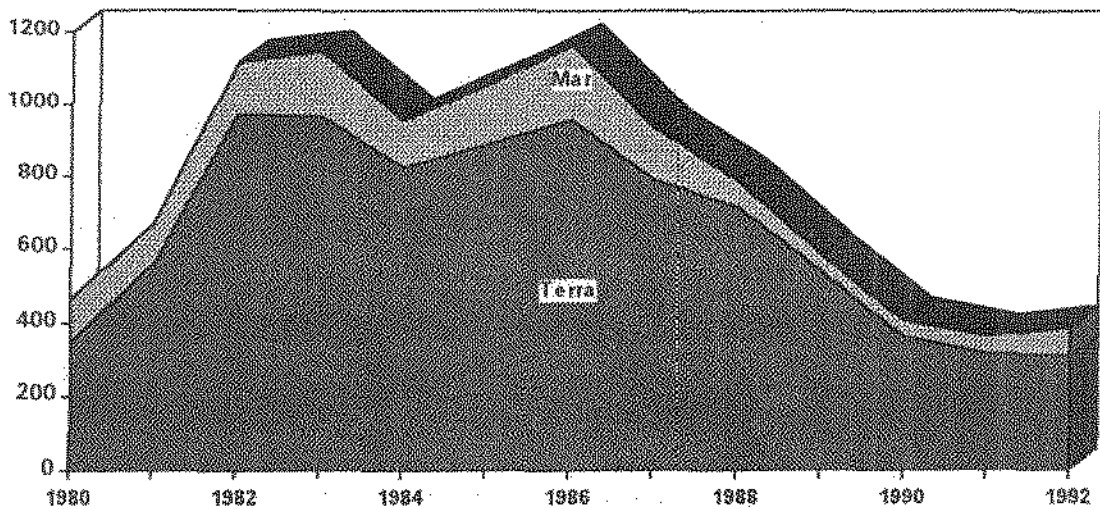
Esse esforço de internalização se desenvolve ao longo das últimas décadas para alcançar seu ápice durante o último decênio. As consequências em termos de baixa de custo são, no entanto, duvidosas. Na realidade, esse esforço se justificava enquanto os investimentos internacionais em exploração-produção eram muito altos, o que elevava consideravelmente o preço dos serviços contratados. Todavia, após o refluxo do mercado de serviço de perfuração a partir de 1982 (Valentin & Trouvé, 1993), houve uma queda sensível dos preços contratados, tornando a internalização mais custosa.

O Departamento de perfuração, enquanto executor de uma parte importante das atividades de exploração, apresentou alguns resultados positivos em termos de rendimentos das sondas até 1989 (Tabela 11). A capacidade de perfuração da empresa foi sendo aprimorada, alcançando um desempenho comparável às empresas mais avançadas. Os recordes de profundidade no solo são de 5.909 metros em terra e 5.780 metros no mar. Esse recordes foram obtidos por sondas da Petrobrás. Porém, o recorde de profundidade superior aos 1.700 metros de lâmina d'água se deve ao concurso de *contractors* estrangeiros. De fato, nas operações marítimas em águas profundas essas empresas prestadoras de serviços predominam.

Nos últimos anos da década de 80, os custos operacionais de perfuração aumentaram bastante, tanto em terra como no mar (Tabela 11). As dificuldades encontradas pelas atividades de exploração nas novas fronteiras (região Amazônica, águas profundas) durante a fase de perfuração, associada às reduções nos investimentos globais da companhia foram responsáveis pela elevação dos custos. De fato, entre 1982 e 1990, os metros perfurados por ano em exploração caíram de 677.000 para 234.000 mil e, depois se mantiveram estáveis. Uma queda significativa que está afetando o desempenho da atividade exploratória da Petrobrás. O mesmo pode ser observado com relação ao número de poços perfurados (Figura 2). Uma das consequências da queda do nível de atividade de perfuração é o aumento dos custos unitários. A raiz desse processo encontramos a queda da taxa de utilização dos equipamentos. De fato, em terra o aumento do custo das sondas se acompanha de uma queda do rendimento (metro/sonda/mes) (Tabela 11). No mar, esse aumento não se verifica, uma vez que o rendimento quase não varia. Isto se deve a que, contrariamente aos equipamentos em terra, no mar uma proporção importante das sondas é contratada, podendo assim serem dispensadas em período de corte dos investimentos. Obviamente, temos outros fatores que favoreceram a elevação dos custos como a elevação dos custos salariais. Isto ajuda a explicar porque os custos unitários caíram após 1990, período que foi caracterizado por uma redução sensível do custo salarial da empresa.

Figura 2

Numero de Poços Perfurados em Terra e em Mar



Fonte: Petrobrás

Deve-se ressaltar que, o contexto relativamente adverso está se revertendo para a perfuração marítima. De maneira que, desde 1990 até 1992 percebe-se uma retomada do nível de poços perfurados no mar, que aumentaram de 43 para 78. Essa retomada não pode ser dissociada do crescimento do nível das reservas provadas.

Os métodos produtivos usados pela Petrobrás na atividade de perfuração continuam sendo bastante tradicionais. As técnicas mais modernas de perfuração e os serviços associados ainda não fazem parte das rotinas de produção da empresa. Assim técnicas como a perfuração horizontal e de poços finos ainda estão em fase de estudo. Essas técnicas estão encontrando uma aceitação crescente no mercado mundial. A Petrobrás também não teria ainda introduzido certas técnicas de apoio à perfuração, como o MWD (Mudlogging while drilling). Todavia, ela usa a perfuração dirigida, sobretudo em seus poços marítimos.

Em produção

Considerando-se o contexto de dificuldades para a produção de petróleo no país, e que essa cobre, atualmente, 55% do consumo nacional, a situação até que não é tão desalentadora como poderia parecer. Na década de 90, vêm sendo produzido cerca de 650 mil bbl/ano, ao custo operacional na faixa de US\$ 4-5 /bbl, e um custo total da ordem de US\$ 14-16/bbl (ver adiante Tabela 13). Dessa produção, mais de 70% provém da plataforma continental, percentual elevado, quando comparado com a média mundial de 30%, mas que por sua vez indica o grau de dificuldade que essa atividade atravessa no país e a capacidade nacional para atuação nessa área de fronteira. A Petrobrás é líder mundial na produção de petróleo em águas

profundas, tendo alcançado o recorde de 780 metros de profundidade para o campo de Marlim em 1992. Esse recorde já está sendo ultrapassado durante o ano de 1994, a empresa havendo alcançando profundidades superiores a 1000 metros. Para lograr essa liderança, a empresa teve que desenvolver um intenso esforço tecnológico sobre o qual nos estenderemos mais adiante.

O custo de produção, é importante destacar, apresenta uma tendência à queda para os novos empreendimentos em águas profundas a pesar dos vultosos investimentos que são demandados para o desenvolvimento dessas novas jazidas. A razão desse processo reside na capacidade da empresa em desenvolver uma tecnologia de produção com custos relativamente baixos associada a ocorrência extremamente favorável de hidrocarbonetos dessas jazidas. De fato, a dimensão dos campos de Marlim, Albacora e outros situados em águas profundas é tal, e o rendimento decorrente por poço perfurado é suficientemente grande, para permitir uma produção a custos relativamente baixos.

Mesmo assim, o Departamento de Produção foi vítima de uma certa deriva de seus custos operacionais durante o final da década de 80 (Tabela 12). A razão desse processo, assim como no caso da perfuração, reside num aumento dos custos salariais resultante da aplicação da nova constituição de 1988. Mas as mudanças na política da empresa no começo da década de 90, com inclusive redução do pessoal empregado, contrabalançaram essa tendência. Esse processo se refletiu no custo do barril que caiu de US\$/bbl 16,74 em 1989 para 14,75 em 1992.

TABELA 12
Custo das Atividades do Depro (mil US\$ correntes)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Investimentos	286	209	223	203	322	332
Operacionais(*)	1.112	1.287	1.630	1.721	1.392	1.330
Total	1.398	1.496	1.853	1.924	1.714	1.662

(*) não inclui os custos de depreciação
Fonte: Petrobrás

A pesar do incontestável avanço tecnológico da empresa na área de concepção, implantação e operação de sistemas de produção marítimos, ainda subsiste um certo atraso em determinadas áreas que comprometem o desempenho da empresa. Entre essas, deve-se destacar o baixo fator de recuperação, de 24%, que é relativamente baixo quando comparado com os 30-40% alcançados por empresas dos países desenvolvidos. Isto se deve a uma baixa capacidade em engenharia de reservatórios e de uso de técnicas de recuperação mais avançadas. Não há duvida, porém, que a empresa está investindo nessas áreas ultimamente, inclusive através da formação de recursos humanos.

Também, o coeficiente de perda de gás natural, de 18%, é muito elevada, quando comparada a média mundial de 4%. Isto se deve em menor medida a uma falta de capacidade tecnológica da empresa, como no caso precedente, e em maior grau a falta de incentivo para investir nos equipamentos complementares necessários ao encaminhamento do gás natural, em grande parte associado, até os pólos consumidores. O baixo preço do gás no "city gate", da ordem de 2 centavos de US\$/MBTU não incentiva a empresa a realizar tais investimentos.

Em refino

O parque de refino nacional tem um porte adequado. A capacidade de destilação é de 1,4 M bbl/dia. A capacidade de conversão é de 27,7%, da mesma ordem que a europeia. Em razão da aprendizagem tecnológica e de inovações de natureza incremental as unidades produtivas lograram ultrapassar a sua capacidade nominal em cerca de 20%. No entanto, o esforço de adaptação que as refinarias foram obrigadas a fazer para adequar suas estruturas de refino à evolução da demanda (ver item 2.1), não têm contribuído para melhorar a qualidade dos produtos. Assim, o diesel e o óleo combustível tiveram suas especificações alteradas, resultando produtos de menor qualidade. A falta de unidades de hidrotratamento (apenas 12,5% da capacidade de destilação primária, quando deveria ser da ordem de 30-40%), as quais desempenham importante papel na redução da carga poluidora dos derivados, é um constrangimento incontestável no segmento refino, inclusive levando a que o diesel comercializado no mercado interno contenha em média tanto quanto 0,7% de enxofre.⁴⁹

A análise atual do segmento refino, permite depreender que o custo médio de refino brasileiro é compatível com o dos Estados Unidos (Tabela 14). Todavia, deve ser lembrado que as refinarias nesse país contam com maior capacidade de craqueamento catalítico, hidrotratamento, hidrocrackeamento, favorecendo, portanto, um produto mais nobre que o brasileiro. Com efeito, a capacidade de conversão nos Estados Unidos era de 50,2% em 1986 (Giraud & Boy de la Tour, 1986).

A análise comparativa dos custos de refino do barril das refinarias brasileiras indica que existe de uma substancial heterogeneidade tecnológica no parque de refino brasileiro. Pode-se muito bem identifica-las em dois grupos. O primeiro, entre as quais estão as refinarias mais antigas (Reduc, Rlam e RBPC), apresenta custos bem superiores ao segundo grupo, construídas já na década de 70 (Regap, Replan, Revap). Num dos pólos desses dois grupos tem-se a Replan, a maior e de custos operacionais mais baixos, mesmo dispondo de uma

⁴⁹ O teor de enxofre permissível no diesel nos países desenvolvidos é de 0,3% e cogita-se reduzi-lo para 0,05%, que já vigora na Califórnia. Na CEE, uma decisão do Parlamento Europeu de 1992 estabelece uma redução paulatina desse teor para 0,05% até outubro de 1995. Uma emenda a essa decisão estabelece que esse teor deverá ser de 0,02% em outubro de 1999.

importante capacidade de craqueamento. No outro, tem-se a RBPC, que possui a maior capacidade de craqueamento e uma unidade de coqueamento única no país, é a refinaria com custo operacional mais elevado entre todas.

TABELA 13

Síntese de Indicadores de desempenho produtivo da Petrobrás

Atividade\Ano	87	88	89	90	91	92
Reservas (milhões de bbl)	2.519	2.833	2.794	2.800	3.110	3.600
Produção (mil bbl/dia)		566	595	631	647	653
Reserv/prod. (anos)	12,2		12,9	12,2	13,2	15,8
Poços Perfurados	935	786	582	407	364	385
- Terra	790	712	537	364	315	307
- Mar	145	74	45	43	49	78
Custo Perf.						
- Terra	326	326	410	684	661	723
- Mar	1.292	1.714	2.510	2.608	1.735	1.791
(US\$/metro)						
Custos Operacionais de Prod. (US\$/bep)	4,57	5,3	6,38	6,38	4,96	4,69
Custo Total do barril (US\$/bbl)			16,74	16,53	15,03	14,75
Índice de Sucesso (%)						
- Terra	11,0	9,8	9,9	12,3		
- Mar	12,5	11,3	16,1	19,2		
- Total	11,5	10,9	11,6	14,1		
Estados Unidos	14,3	14,1	13,8	16,8	15,3	
R.A.*/metro perf. explorat. (bbl/metro)	921	1.551	647	1.009	2.414	2.783
R.A.*/ Poços perf. (MMbbl/Poço)	0,41	0,66	0,31	0,58	1,52	1,87
Perdas Gás Nat.(%)	14,1	18,1	16,2	18,9	22	18
Fator de Recuperação.(%)						
- Terra	25,7	25,9	25,4	24,6	24,4	24,7
- Mar	22,4	22,8	23,4	23,9		
Custo de Refino(US\$/bbl) (sem depreciação)						2,64
Estados Unidos						
Média Convers.						2,56
Alta Convers.						2,92

*: R.A.: Reservas Adicionais = $Reservas_t - Reservas_{t-1} + Produção_t$

Fonte: Petrobrás

TABELA 14
Custo de refino por refinaria em 1989 (US\$/bbl)
(sem depreciação e consumo próprio)

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

Fonte: Petrobrás e Ernest Young

Atuação Externa da Petrobrás.

Além de atuar no mercado brasileiro, a Petrobrás está presente no mercado mundial, como uma operadora e também como prestadora de serviços.

A Petrobrás possui as subsidiárias Braspetro e Brasoil voltadas para a venda de serviços no exterior. A produção da Braspetro e controladas no exterior, em 1992, foi de 21,3 mil bep/dia, com receita de US\$ 100 milhões. Suas atividades envolveram diversos países, entre os quais os Estados Unidos, Noruega, Reino Unido, Angola, Argentina, Bolívia, Equador e Colômbia.

Na realidade, a Braspetro atua como um agente comercial entre os Departamentos operacionais e o mercado externo. Desse modo, estão envolvidos o Departamento de Exploração que executa serviços de prospecção na Colômbia e nos Estados Unidos, o Serviço de Engenharia tem implantado plataformas em Angola, e o Departamento de perfuração tem prestado serviços de sondagens nesse último país, no Equador e na Líbia, aproveitando oportunidades no mercado externo.

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

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

Não se pode negar, contudo, que exista alguma perspectiva de expansão para o exterior. O crescimento das reservas da Braspetro, atualmente 128,6 milhões de bep, abrem possibilidades para aumento de sua produção para 45.000 bep/dia. Mas a oportunidade maior de expansão internacional da Petrobrás está no âmbito da América Latina. A política de integração econômica em curso, abre também caminho para a integração energética regional. Assim, Brasil e Bolívia celebraram acordo para que o gás natural boliviano seja fornecido ao Brasil através de um gasoduto ligando esses dois países. Terá a duração de 20 anos e prevê o fornecimento inicial de 8 milhões de m³/dia de gás natural, volume que deverá ser ampliado até 17 milhões m³/dia. Os investimentos previstos para a primeira etapa do projeto são da ordem de US\$ 2 bilhões.

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

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

A Petrobrás tem se interessado, recentemente, em investir na exploração de gás e petróleo na bacia Noroeste Argentina, tendo adquirido 15% do consórcio detentor das áreas. As expectativas são que a bacia Noroeste contenha reservas de grande porte, inclusive ultrapassando as bolivianas, podendo dar suporte a produção de 30 milhões de m³/dia. Sem considerar o interesse brasileiro nesse gás, pode-se afirmar que o mercado interno da Argentina apresenta uma grande capacidade de absorção dessa esperada produção.

Além de executar, em parceria, atividades de exploração na plataforma continental da Argentina, a Petrobrás tem dado crescente prioridade às compras de petróleo desse país. No começo de 1993, a empresa acertou um contrato com a YPF para a aquisição de 40 000 bbl/dia, na esteira de uma política de maior equilíbrio da balança comercial entre os dois países. Mas a integração energética não se restringe, no âmbito da América Latina, à Argentina. A Petrobrás também vem dando forte ênfase às aquisições de petróleo da Venezuela e do México, respectivamente 30 e 20 mil bbl/dia. Dessas interações comerciais recentes, pode ser

desprendido que a integração latino-americana se constitui num espaço privilegiado para a expansão internacional da Petrobrás.

2.3. Os Esforços Tecnológicos da Petrobrás.

A capacidade produtiva e tecnológica atual da Petrobrás resulta do acúmulo de uma grande número de habilidades constituídas em base a esforços, realizados internamente ou contratados de atores externos. Os esforços se traduzem numa grande variedade atividades humanas, que tem a finalidade de aprimorar o estoque de tecnologia desincorporada e incorporada da empresa. Para analisar essa grande diversidade de esforços, dividimos este subitem da seguinte forma: em primeiro lugar, analisamos o grau de atualização tecnológica dos equipamentos detidos pelos Departamentos operacionais da empresa; logo, abordamos o nível e os esforços realizados internamente com vista a aprimorar a qualidade dos recursos humanos da empresa; em terceiro lugar, analisamos diretamente as atividades especificamente orientadas à pesquisa, desenvolvimento e engenharia; em quarto lugar, abordamos os esforços de caráter organizacional realizados pela empresa para aprimorar seu funcionamento interno e de seus processos produtivos destacando a questão da segurança ambiental; num quinto ponto, abordamos a dimensão crucial das fontes de conhecimento externo em três níveis de relacionamento - fornecedores, formação de recursos humanos e P&D -.

2.3.1. Equipamentos e Infra-estrutura de Apoio

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

Exploração: O crescimento da produtividade da atividade de exploração foi obtido através da modernização dos equipamentos, associado a um intenso esforço de formação de recursos humanos. Esses equipamentos se destinam fundamentalmente a realizar a tarefa de processamento e interpretação dos dados levantados.

O aumento da capacidade de processamento de dados do Depex para levantamentos sísmicos foi surpreendente. Em 1992, esse departamento operava com um supercomputador (um IBM com 6 vetores fatoriais, o mais veloz computador da companhia), 5 mainframes, 95 estações gráficas e de trabalho. De fato, depois do Serinf (o Setor de Informática e Telecomunicações), o Depex conta com a maior concentração de processadores de dados em "mainframes". Vale salientar que este órgão contém o maior banco de dados sobre interpretações geofísicas do país.

A imensa infra-estrutura em informação (mainframes, estações e micros) está interligada através da rede científica da empresa, às unidades regionais onde são feitos os levantamentos de dados. Estes avanços permitem encurtar o tempo que separa o levantamento do tratamento assim como de melhorar a qualidade dos dados transmitidos.

O setor de processamento de dados do Depex ocupa cerca de 81 pessoas com nível superior. Este órgão vem se empenhando em desenvolver "softwares" aplicados aos estudos geológicos. Em grande medida, seus técnicos tem conseguido adaptar e melhorar alguns destes softwares que, predominantemente, são adquiridos externamente. Como os custos destes permanecem acessíveis⁵⁰, não existe estímulo ao desenvolvimento local.

Perfuração: A Petrobrás, contrariamente a maior parte das companhias de petróleo, se caracteriza por possuir um grande numero de sondas próprias. Ela conta com um total de 27 sondas, 19 terrestres e 8 marítimas. Outras 18 sondas são contratadas, sendo 15 marítimas, das quais 12 estrangeiras (Tabela 15). Todavia, a proporção de sondas contratadas é bem maior na zona marítima, onde se concentra a maior parte da produção. A análise da evolução das sondas em operação mostra que hoje o número delas equivale, aproximadamente, à metade do existente em 1987. Essa queda no número de sondas, a qual aludimos anteriormente quando analisamos o desempenho da atividade de perfuração, se altera em 1992, quando assistimos a uma retomada das atividade marítimas. Esse aumento, todavia, se faz através da contratação de sondas a *contractors*. De modo que, a Petrobrás está abandonando sua política de internalização da atividade de perfuração no mar, onde ela é mais cara. O resultado da externalização dos serviços de perfuração é uma baixa no custo do metro perfurado (Tabela 11). Deve-se salientar que das 15 plataformas contratadas em 1992 na zona marítima, apenas 3 o são junto a *contractors* nacionais (1 plataforma auto-elevatória e 2 navios sondas). Das 12 estrangeiras operando no país, 3 são plataformas auto-elevatórias, 2 navios sondas e 7 plataformas semi-submersíveis.

Durante a primeira metade da década de 80, a Petrobrás intensificou sua política de aquisição de um grande volume de equipamentos de perfuração, a qual é responsável pelo importante parque de equipamentos da empresa. Dentre os equipamentos mais sofisticados para operação *offshore*, a empresa conta, na atualidade, com 5 sondas semi-submersíveis e 3 plataformas auto-elevatórias. Mas o número de plataformas semi-submersíveis adquiridas pela empresa foi de 14. Dessas plataformas de sondagem, 7 foram convertidas em plataformas de produção e 2 servem de apoio na instalação de plantas de processo. De modo que, a empresa reconverteu suas sondas para a produção e recorreu mais intensamente à contratação externa com vista à redução de custos.

⁵⁰ Os preços destes softwares no mercado, variam entre 15 a 20 mil dólares.

TABELA 15**Sondas Próprias e Contratadas pela Petrobrás**

	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Marítima	44	29	22	13	17	23
- Próprias	16	13	12	8	9	8
- Contratadas	28	16	10	5	8	15
Terrestre	47	37	33	26	22	22
- Próprias	36	34	30	23	20	19
- Contratadas	11	3	3	3	2	2
Total	87	66	55	39	39	45

Fonte: Petrobrás

Produção: A ampliação da produção interna de petróleo vem exigindo a expansão das instalações de produção em alto mar. Estavam em atividade na Bacia de Campos, durante o ano de 1993, 24 plataformas, das quais 12 semi-submersíveis e 12 fixas, 340 poços e 168 árvores de natal molhadas (ANM), e uma rede de 2500 Km de linhas fixas e flexíveis debaixo da água para escoar a produção. A Petrobrás, enquanto empresa, é líder internacional incontestável no uso de ANM. Ela realiza três vezes mais completações submarinas que a segunda colocada, a Royal Dutch Shell, embora o ritmo de instalações seja, na década de 90, bem inferior ao que era na década anterior (10 por ano contra 37 em 1987). No computo global por região, o Mar do Norte está em primeiro lugar contando com 177 completações submarinas (World Oil, 1993). Talvez, mais importante do que dados quantitativos sobre o número de completações, é assinalar que a Petrobrás vem se destacando pela sua habilidade na colocação de ANM em grandes profundidades, havendo realizado completações que são recorde internacionais de profundidade.

A Bacia de Campos é responsável por aproximadamente 60% da produção nacional e a expectativa é que essa proporção venha a aumentar com o desenvolvimento dos campos de águas profundas. As instalações da Petrobrás, embora desempenhem adequadamente suas funções, não são das mais modernas. Muitas das plataformas em utilização foram recondicionadas por estaleiros nacionais, a exemplo da plataforma de produção PET-XX (Marlim), que era anteriormente uma plataforma hotel. Os sistemas de automação tais como CLP (Controle Lógico-programáveis), estão apenas presentes nas plataformas do pólo nordeste. A PET-XX tem um sistema SDCD (Sistemas Distribuídos de Controle Digital) ainda em implantação.

Refino: O parque de refino brasileiro foi construído entre os anos 50 e 70. Desde então, os investimentos recebidos se reduziram consideravelmente, em função da prioridade que foi dada a produção. Mesmo assim, o parque de refino sofreu uma certa evolução da sua capacidade de

conversão secundária, representando, atualmente, 3,1% da capacidade mundial nessa modalidade. Considerando que essa capacidade se baseia em unidades de FCC (Fluid Catalic Cracking) destinadas à produção de leves (gasolina e GLP), a produção de diesel permanece problemática (Tabela 16). A solução para aumentar a produção desse importante derivado, como mencionado anteriormente, veio, em grande parte, através da alteração das suas especificações. Passou-se a incorporar, no diesel, frações mais pesadas e leves. Observa-se por outro lado a carência de unidades de hidrocraqueamento e uma pequena presença de unidades hidrotratamento.

Tabela 16

Capacidade de Refino em 1992 (mil Toneladas/ano)

Unidades	Capacidade de Produção	Capacidade de Conversão
Destilação Atmosférica	74.602	
Destilação a Vácuo	34.967	
Reforma Catalítica	1.116	
Craqueamento Catalítico	20.249	20.249
Coqueamento Retardado	1.522	456
Hidrotratamento	9.322	
- HDS	6.765	
- HDT	2.609	
Geração de Hidrogénio	7.835	
Desalfatação	5.308	
Capacidade Conv. Total		20.705

Fonte: Petrobrás

Existe um certo descompasso entre as especificidades da demanda e o conjunto de equipamentos disponíveis no parque de refino nacional, que resulta em derivados de baixa qualidade. Esse descompasso é marcante em relação aos teores de enxofre, como já foi mencionado, e as necessidades de estabilização dos OLR (óleos líquidos residuais). Para melhorar a qualidade, torna-se necessário investir em unidades de hidrotratamento.⁵¹ Também os óleos pesados produzidos em Campos, 24º graus API, irão exigir um maior número de unidades de conversão profunda (hidrocraqueamento, coqueamento retardado e desalfatação). Os sistemas de automação das refinarias, analógicos, implantados na década de 70, estão sendo renovados, inclusive com a implantação SDCD's nas mais importantes. Porém esse processo de

⁵¹ Os custos de implantação da capacidade de hidrotamento necessária ao país envolve investimentos da ordem de US\$ 2 bilhão.

automação, embora esteja mais avançado do que em outros departamentos, ainda concerne que 20% das unidades produtivas.

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

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

Explorando-se um pouco mais o segmento do transporte e distribuição da indústria petrolífera nacional, pode-se identificar os seguintes problemas:

a) O escoamento da produção da Bacia de Campos para as refinarias situadas no Estado do Rio e São Paulo. Apesar da proximidade, parte do escoamento para o Estado de São Paulo ainda vem sendo realizado por via marítima, utilizando o Terminal de São Sebastião. O escoamento da produção da Bacia de Campos, seja para o Rio de Janeiro seja para São Paulo, vem requerendo investimentos para a ampliação da malha e para a construção de novos dutos. De qualquer forma, algumas providências vêm sendo tomadas a esse respeito, como a elaboração do projeto de construção de um oleoduto entre as cidades do Rio de Janeiro e São Paulo e da ampliação do oleoduto que liga a Bacia de Campos ao Rio de Janeiro.

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

c) A limitada capacidade de estocagem da empresa, que correspondia, em 1990, a 7,5% do petróleo bruto consumido (1 mês de consumo), a 4,6% do consumo de derivados (17 dias), e a 8,5% do consumo de álcool. Mesmo que se considere que a capacidade de estocagem é da ordem de um mês e meio de consumo, ela é, contudo, muito pequena quando comparada com a dos países desenvolvidos, onde os estoques são formados para três meses. A situação somente não se configura como grave pois sempre resta a possibilidade de intervir na produção

interna. Para alguns derivados, porém, o problema de estocagem é crítico. Veja-se o caso do GLP, para o qual a capacidade de estocagem é de apenas 15 dias. Como se trata de um derivado cujas importações representam 25% do consumo interno, necessita ser ampliada. As informações mais recentes dão conta que a empresa está projetando duplicá-la, investindo em sistemas de armazenamento em cavernas junto ao Terminal de São Sebastião

Informática

A área de informática, ao contrário do restante dos equipamentos, recebe um amplo apoio e se desenvolve rapidamente. Essa capacidade praticamente triplicou, passando de 137,3 para 464 MIPS (milhões de instruções por minuto) entre 1987 e 1991. Nessa última data a empresa dispunha de 88 mainframes e de dois super computadores, além de uma vasta rede de terminais e estações de trabalho. Essa vasta capacidade computacional está interligada pela rede científica da empresa. Tal rede se apoia sobre uma infra-estrutura própria de telecomunicações que merece uma atenção cada vez maior. De modo que foram investidos US\$ 6 milhões entre 1991 e 1992 em centrais telefônicas, sistemas de suporte de transmissão e instrumental de telecomunicações.

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

Confrontada com a situação internacional da indústria petroleira, a da Petrobrás, apesar dos problemas identificados quanto a atualização de equipamentos, não chega a destoar. Isso porque, também nessa indústria, tem se observado um baixo nível de investimentos, que repercute no envelhecimento das unidades de produção. De uma maneira geral, a desatualização dos equipamentos está aumentando os riscos de acidentes na indústria. O acidente com o navio petroleiro nas Ilhas Shetland, em 1993, e numerosos incêndios em refinarias nos Estados Unidos, no final da década de 80 e início de 90, comprovam essa situação.

2.3.2. Formação dos Recursos Humanos.

Uma parte importante da capacitação tecnológica da Petrobrás reside nos seus recursos humanos. Estes foram o objeto de uma atenção particular pela política de desenvolvimento da empresa. Essa política segue o modelo do setor público. Ela tem vários níveis: sistema de contratação por concurso em nível nacional; sistema de carreira interno; e um sistema de formação interno. O que salta mais a vista é a política de formação de Recursos Humanos da empresa.

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

No entanto, esse nível de formação de recursos humanos não é uniforme em toda a empresa. Conforme dados da Tabela 17, os departamentos que atuam na exploração, produção e PD&E são os que tiveram maior expansão dos quadros com nível de pós-graduação. Nesses quatro departamentos, onde exercem atividades 46,4% dos empregados, se concentra 91% dos pós-graduados da Petrobrás.

TABELA 17

Nível de Formação dos Recursos Humanos da Petrobrás por grau de escolaridade entre 1987 e 1992.

Ano	1987			1990			1992		
	Gr	Ms	Dr	Gr	Ms	Dr	Gr	Ms	Dr
Dep. Exploração	1.211	18	11	1.291	87	19	1.272	178	30
Dep. Perfuração	n.d.	8	1	853	12	1	743	17	-
Dep. de Produção	2.652	59	2	2.818	101	6	2.013	136	13
Cenpes	n.d.	n.d.	nd	n.d.	n.d.	nd	481	136	39
Total Petrobrás	n.d.	n.d.	nd	n.d.	n.d.	nd	12.955	514	90

Gr: Graduados; Ms: Mestres; Dr: Doutores

Fonte: Petrobrás

Constata-se que os esforços de formação de RH da Petrobrás estão fortemente concentrados nos departamentos associados às atividades de exploração e produção. Nesses departamentos, o número de mestres aumenta de 85 para 331, entre 87 e 92, enquanto o número de doutores passa de 13 para 43. O número de doutores no Departamento de Exploração, particularmente, é ultrapassado apenas pelo Centro de Pesquisa- Cenpes, o qual conta com 39 doutores.

O nível de formação do empregados, em 1992, nos principais Departamentos da empresa confirma a existência de um forte desequilíbrio entre o *upstream* e o *downstream* (Tabela 18). Embora não tenha sido possível fazer um levantamento sistemático do nível de formação de RH em todos os departamentos, essa tabela confirma a importância do Cenpes, Depex, Depro e em menor medida do Deper no conjunto de quadros de alto nível da empresa. A esses

departamentos devemos adicionar o Serec que realiza as tarefas de formação de RH da empresa, e o Serinf que concentra as atividades de Informática e Telecomunicações.

TABELA 18
Empregados por Nível de Formação entre os Principais
Departamentos em 1992.

	Depex	Depro	Deper	Cenpes	Serec	Depin	Serinf	Segen	Sermat	Detran	Total
Dout.	30	13	0	39	5	}	0	0	0	0	90
Mest.	178	136	17	234	40	}	11	6	3	0	514
Grad.	1.272	2.013	748	481	138	}	509	746	220	504	12.955
Téc.	382	}	1.726	}	4	}	50	453	}	439	}
									119		28.667
2º Grau	508	}12.854	}3.359	} 831	193	}11.867	400	56	}	} 3.470	}
1º Grau	92	}	}	}	5	}	200	53	10	}	9.288
Total	2.486	14.016	5.850	1.585	385	13.138	1.170	1.314	355	4.413	51.514

Fonte: Petrobras

Existe uma certa semelhança entre os desequilíbrios interdepartamentais, que observamos em matéria de equipamentos e de RH, o qual se deve a uma guinada estratégica da empresa para o *upstream*.

Mas, ao lado do processo de aprimoramento da mão de obra, a Petrobrás, em razão de constrangimentos orçamentários e da pressão do governo federal, pratica desde 1990 uma política de corte de pessoal. Essa política não compromete a elevação do número de pós-graduados, embora ela implique na redução de graduados em certos Departamentos. É quase certo, de todos modos, que essa política esteja comprometendo o esforço de aprimoramento da mão de obra que vem sendo realizado. Todavia, os cortes de pessoal afetaram de forma diferenciada os diversos departamentos da empresa (Tabela 19). A redução do nível de atividade das áreas de perfuração e de engenharia, que resulta de um maior recurso a subcontratação e da queda do investimento, parecem ser responsável pela queda de efetivo do (Deper) e do (Segen). Em refino (Depin) e em transporte (Detran), a racionalização e modernização dos processos produtivos é responsável pela queda do quadro de pessoal, já que essas atividades não diminuíram de intensidade entre 1987 e 1992. O Departamento de Produção, ao contrário, aumenta o seu quadro de pessoal, que evolui proporcionalmente a produção, ao passo que as atividades de exploração (Depex) e de PD&E (Cenpes) conservam sua dimensão, ao serem privilegiadas pela estratégia da empresa.

TABELA 19**Evolução do Quadro de Empregados entre 1987 e 1992.**

	1987	1990	1992
Depex	2.465	2.627	2.468
Depro	13.309	13.936	14.016
Deper	7.906(*)	6.798	5.850
Cenpes	1.579	1.550	1.585
Depin	15.202	14.222	13.138
Detran	n.d.	3.867	3.470
Serinf	n.d.	1.472	1.170
Segen	1.840	n.d.	1.314
Serec	373	390	385(**)
Total dos Empregados	59.877	55.569	51.514

(*) 1988

(**) 1991

Fonte: Petrobrás

O alto nível de formação da mão de obra é o resultado de uma política de formação e aprimoramento dos recursos humanos de amplo fôlego, iniciada antes até da constituição da empresa. A Petrobrás não é a única empresa estatal que se destaca por realizar esse tipo de política, mas ela é sem dúvida a que a levou mais adiante.

Os principais mecanismos utilizados pela empresa para qualificação de seu quadro técnico são os seguintes: 1) Promoção de mestrado e doutorado no exterior; 2) Promoção de pós-graduação no país em universidades conveniadas com a empresa; 3) Promoção de cursos técnicos de nível médio e superior em centros de treinamento da empresa e em universidades.

Em 1990, os cursos técnicos e estágios envolveram 80 641 participações, totalizando 500 mil horas e uma carga média de 9 horas por empregado/ano. Os custos do conjunto de atividades destinadas à formação de recursos humanos foram da ordem de US\$ 33,74 milhões. Em 1992, porém, foram reduzidos para US\$ 27,59 milhões. Em nível global, os custos relativos a formação de recursos humanos representaram 2,1% da folha de pagamento, em 1991, e 1,8%, em 1992. Esses gastos com RH somam 0,2% do faturamento em 1992. Comparando-se esses dados no contexto nacional e internacional, observa-se que, em termos relativos, eles não são muito elevados. Assim no Brasil, as grandes empresas nacionais, com tradição na formação de RH, costumam despende aproximadamente 1% do faturamento na formação de RH. Dados da indústria francesa do petróleo indicam uma proporção de gastos em relação massa salarial de 4,8%. Devemos entender que a Petrobrás gasta pouco com a formação de RH ? Acreditamos que não. De fato, o volume de gastos mobilizados é considerável. Comparando-se o volume de gastos no Brasil (aprox. 30 milhões de US\$) com o volume de gastos na França (aprox. 45 milhões de US\$), percebemos a grande importância do esforço brasileiro.

Mesmo assim, a crise econômico-financeira tem levado a empresa a cortar investimentos na formação de seus quadros.

O seu esforço de qualificação de pessoal é coordenado pelo serviço de recursos humanos (Serec), o qual dispõe de dois centros de treinamento. Nesses centros estão lotados 389 empregados, dos quais 138 têm graduação, 40 mestrado e 5 doutorado. Além do Serec, a Petrobrás conta com um centro de treinamento específico para técnicas de perfuração, no qual desempenham atividades 29 pessoas, das quais 2 com pós-graduação e 2 com graduação. Nesse centro foram treinadas 240 pessoas em 1992.

O esforço de formação de recursos humanos é bastante desequilibrado entre os departamentos, principalmente quando se trata de formação de alto nível. De maneira que, em 1992, o Depex tinha 9 empregados em cursos de pós-graduação no exterior e 46 no país, o Cenpes 18 e 85 respectivamente, enquanto o Depin formava apenas uma pessoa no exterior. Esses números confirmam a assimetria que existe no nível de formação dos RH da empresa.

A dotação de recursos humanos passou a ser um dos pontos principais da política do Depex. Atualmente, há um contingente de mestres, nesse departamento, que é superior ao do Cenpes, embora o número de doutores seja inferior (Tabela 18). Esses dados mostram que as atividades de análise e interpretação geológica tem, claramente, um conteúdo intensivo em ciência.

Abrindo-se um parêntese para analisar, mesmo que brevemente, as relações empregado-empresa, o aspecto que mais salta aos olhos é a forte solidariedade nessa relação. Embora o vínculo empregatício e as relações trabalhistas acompanhem as leis vigentes aplicáveis aos trabalhadores em geral, o tratamento dispensado pela empresa aos seus empregados é diferenciado, conferindo-lhes uma grande estabilidade. Não se tem notícias de programas de cortes extensivos de pessoal. Não se tem notícias de compressões salariais ao nível de outros setores relacionados ao Estado. Não se pode desconhecer, contudo, que as associações e sindicatos do setor são extremamente atuantes e politicamente influentes, fiscalizando e interferindo não somente na relação empregado-empresa como nas políticas governamentais e empresariais dessa indústria. São parte importante de qualquer negociação relacionada com a empresa.

O sistema de assistência e seguridade da Petrobrás, o Petros, parcialmente bancado pela empresa, constitui-se num benefício somente existente nas grandes corporações ligadas ao Estado. Enquanto um privilégio diferenciado aos empregados da estatal, um pesado ônus para a companhia que gasta na sua manutenção recursos substanciais da sua folha de pagamentos. O Governo vem demonstrando a intenção de alterar a participação das suas empresas nesses fundos.

Do nosso ponto de vista, esse conjunto de benefícios de que gozam os empregados, associado a um certa consciência coletiva em torno da missão de produzir petróleo em solo nacional e a política de formação de RH que analisamos acima, tem ajudado à elevada capacitação tecnológica da empresa. No entanto, ela não tem se mostrado até recentemente muito aberta a uma gestão mais moderna dos seus empregados. Assim, os sistemas de carreira e de hierarquia interna na Petrobrás continuam sendo bastante tradicionais. Apesar disso, estão em curso programas visando a simplificação dos níveis hierárquicos e, em decorrência, uma nova filosofia gerencial. A empresa prevê introduzir, em 1994, novas formas de carreiras que incorporam conceitos semelhantes à carreira em Y (carreiras técnica e gerencial).

2.3.3 Esforços e Desempenho em PD&E

As atividades de P&D e Engenharia Básica da Petrobrás se concentram num centro integrado de pesquisa da empresa, o Cenpes. Envolvem 1585 empregados, dos quais 39 com doutorado, 234 com mestrado e 481 com graduação. A proporção de empregados com nível superior, nesse Centro, não tem se alterado recentemente, mantendo-se perto de 50%. Não obstante, o número de mestres cresceu de 181% e o de doutores de 18%, entre 1991 e 1992. O que indica a importância do esforço destinado a pós-graduação. Além dos empregados, existe também um efetivo importante de pessoas envolvidas na prestação de serviços à esse Centro, ao todo 405 pessoas (316 de nível superior e 89 técnicos). No Cenpes estão alocados 3,1% dos empregados da empresa.

Os gastos com o Centro de Pesquisa, em 1992, somaram US\$ 106 milhões, representando, aproximadamente, 0,7% do faturamento líquido da empresa.⁵² O Cenpes é, na atualidade, o maior centro de pesquisa industrial do país.⁵³

A atividade do Cenpes está separada em três grandes áreas: Exploração-Produção, Refino-Petroquímica e Engenharia Básica. Existe mais uma área de apoio: a de Infra-estrutura. A área de Exploração-Produção ocupa um espaço cada vez maior dentro do Cenpes devido a importância que a produção de petróleo adquiriu para a empresa. A área de Engenharia básica, cuja função consiste no desenho de equipamentos e sistemas de produção para as duas áreas principais, concentra suas atividades também a montante. A Tabela abaixo ilustra a evolução dos quadros dessas áreas.

⁵² A média da indústria do petróleo se situa na faixa de 0,6%. A EXXON gasta aproximadamente essa proporção. A Royal Dutch Shell que é líder mundial gasta 0,9% e a Elf 2,07%.

⁵³ Das empresas que investem em P&D no país, apenas a Telebrás possui um Centro de Pesquisa (CPqD) comparável ao Cenpes. Entretanto, o CPqD vem sofrendo cortes substanciais no seu orçamento, de modo que o dispêndio aprovado para 1991 foi da ordem de 60 milhões de dólares, o que representa uma queda de 21,6% dos investimentos, em relação ao ano passado (orçamento deste Centro para 1990 foi de 73 milhões de dólares). (Gazeta Mercantil, 27/6/91)

TABELA 20**Recursos Humanos Empregados pelo Cenpes**

ANOS\AREA	1986	1987	1988	1989	1990	1992
EXPROPER						
NIVEL SUPERIOR	173	173	217	220	229	228
NIVEL MEDIO	223	221	232	221	238	226
TOTAL	396	394	449	441	467	454
INDUSTRIAL						
NIVEL SUPERIOR	159	175	170	166	193	151
NIVEL MEDIO	168	169	168	183	241	166
TOTAL	327	344	338	349	434	317
ENGENHARIA						
BASICA						
NIVEL SUPERIOR	179	208	229	232	236	242
NIVEL MEDIO	33	33	34	33	33	39
TOTAL	212	241	263	265	269	281
INFRAESTRUTURA						
NIVEL SUPERIOR	180	135	141	132	79	133
NIVEL MEDIO	420	394	393	407	308	400
TOTAL	600	529	534	539	387	533
CENPES						
NIVEL SUPERIOR	691	691	757	750	737	754
NIVEL MEDIO	844	817	827	844	820	831
TOTAL	1535	1508	1584	1594	1557	1585

FONTE: PETROBRAS

O resultado obtidos a partir dos esforços em PD&E não são facilmente avaliáveis. Uma parte importante das atividades do Cenpes se destina a atender a demandas específicas dos Departamentos operacionais da empresas, o que se convencionou chamar de *trouble-shooting*. Estima-se que aproximadamente 20-30% do tempo e dos recursos é dedicado a esse tipo de atividade. O restante do tempo é enquadrado em projetos de pesquisa.

O Cenpes realizada, fundamentalmente, pesquisa aplicada. As principais grandes áreas que merecem maior quantidade de recursos são:

Exploração-Produção: engenharia de reservatórios e recuperação avançada; geoquímica; modelização geofísica; sistemas de produção em águas profundas; técnicas de perfuração.

Refino-Petroquímica: catalisadores; tecnologia de processos e produtos.

Os indicadores usados para medir o desempenho das atividades de PD&E são o número de patentes ou publicações realizadas. Esses números são relativamente modestos para um centro do porte do Cenpes (Tabela 21). Eles indicam que o conhecimento gerado pelo Cenpes ainda não encontra esse tipo de formalização. A título de comparação, o número de patentes concedidas anualmente nos grandes centros de P&D de empresas petrolíferas americanas varia entre 336 para Mobil e 110 para UOP, no período 1988-92. O IFP francês, que possui um número similar de empregados ao Cenpes embora disponha de um orçamento praticamente

três vezes superior, obteve, na França, em média 104 patentes por ano, no período 1988-92. O mesmo Instituto fez 400 publicações, em 1992.

TABELA 21

Indicadores de Produtividade em P&D da Petrobrás

	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Projetos Concluídos	155	172	186	127	126	211
Artigos Publicados	316	278	359	290	262	187
Patentes Concedidas						
- Brasil	7	15	9	20	14	9
- Exterior	10	6	14	13	15	13

Fonte: Petrobrás

O mais significativo esforço realizado pelo Cenpes em PD&E foi o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - PROCAP⁵⁴. Esse programa absorveu recursos da ordem de US\$ 70 milhões, entre 1986 e 1991. Ele teve por finalidade desenvolver sistemas de produção capazes de extrair petróleo e gás natural em profundidades de até 1000 metros. As tecnologias disponíveis na época permitiam chegar apenas a 400 metros de profundidade. O Procap objetivou conceber os principais equipamentos dos sistemas flutuantes de produção: plataforma semi-submersível, árvore de natal molhada, *template manifold*, e dispositivos de amarração e de conexão, assim como todo o conhecimento associado a sua implantação e a operação desses sistemas.

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

Fora o Cenpes, a Petrobrás conta com um importante departamento de engenharia de implantação e montagem de projetos industriais: o Serviços de Engenharia- Segen. De fato, a atividade petrolífera na fase extrativa sempre requer um elevado volume de novos investimentos por se sustentar sobre um recurso não renovável. Com o esgotamento das reservas mais antigas, a produção precisa ser refeita em novos campos para manter-se ou expandir-se. Por outro lado, a indústria a jusante é extremamente intensiva em capital. Portanto, a implantação de novas e volumosas instalações industriais representa uma parcela importante da atividade da empresa. O papel fundamental do Segen consiste em supervisionar

⁵⁴ Deve-se salientar que se bem o Cenpes desempenha uma papel central nesse programa ela também envolve os demais Departamentos Operacionais e de Engenharia associados à área de Exploração.

a contratação e execução dos projetos de investimento da empresa estando a cargo das seguintes atividades: planejamento e controle da implantação de novas unidades e do melhoramento das existentes; seleção e aquisição de equipamentos auxiliando o Sermat (Serviço de Materiais), garantindo a qualidade dos empreendimentos e exercendo rotinas de fiscalização na implantação. Em destaque, ele exerce a função de supervisionamento da construção das plataformas da Petrobrás, como a que foi encomendada ao consórcio Tenenge-Fells (Brasil-Singapura), uma grande semi-submersível para a produção de 100.000 bbl/dia que entrará em serviço durante o ano de 1994.

Mas o Segen executa também uma série de tarefas de implantação de unidades produtivas, que são normalmente da alçada de empresas especializadas, em particular o lançamento e montagem de plataformas fixas e de oleodutos, tanto em terra como em mar. A implantação desses equipamentos em águas profundas constitui uma das atividades de maior grau de capacitação tecnológica da Petrobrás. Não obstante, parte significativa das tarefas de engenharia é contratada externamente, junto a empresas especializadas em detalhamento, construção, montagem e partida.

A situação econômica adversa do país repercutiu-se na contração do volume investimentos da empresa. Em função desse quadro, o serviço de engenharia da Petrobrás sofreu forte retração a partir de 1987. Nos últimos quatro anos, o Segen teve uma redução de 40% de seu efetivo, contando, em 1992, com 1314 empregados, dos quais 746 graduados e 6 mestres. Para compensar as perdas de técnicos sem comprometer a capacidade tecnológica, o Segen está investindo maciçamente na formação de recursos humanos.

2.3.4 Organização da Empresa

Segurança e Meio Ambiente.

A preocupação com a segurança no processo produtivo e, mais recentemente, com o meio ambiente, vêm sendo incorporada na cultura da Petrobrás. Especificamente quanto ao meio ambiente, vem se observando a internalização dos possíveis impactos ambientais entre as variáveis que determinam a implementação de programas de investimento. Quanto a segurança, é preciso enfatizar, que a crescente atuação *offshore*, responsável por 70% da produção de óleo do país, vem aumentando consideravelmente os riscos de acidentes na empresa. Ademais, a localização da produção *offshore* em lâminas d'água cada vez mais profundas representa, sem dúvida nenhuma, riscos adicionais. De fato, o número de acidentes e a sua dimensão aumentou. Veja-se o acidente na plataforma de Namorado, em julho de 1991, o rompimento do casco do petroleiro grego Theonoma derramando ao mar 1000 t de bruto,

em setembro de 1991, isso para não falar numa sucessão de vazamentos na plataforma continental e no terminal em São Sebastião. Os acidentes mais importantes ocorreram em 1987-88 na plataforma de Enxova localizada na Bacia de Campos. Essas ocorrências podem ser consideradas sintomáticas da crescente dificuldade da empresa com a intensificação das atividades na fronteira offshore.

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

Também como reflexo do crescimento do número de acidentes, foi criada, em 1991, a Superintendência de Meio Ambiente, Qualidade e Segurança Industrial (Susema). Essa, diretamente ligada à Presidência, tem, entre outras, a tarefa de internalizar a problemática ambiental e da segurança no processo produtivo da companhia. Aqui cabe ressaltar que a internalização da problemática ambiental está provocando uma mudança de postura da empresa. Até recentemente a Petrobrás, em função da herança autoritária, não havia dado muita importância às questões ambientais. Porém, essa postura veio se modificando mais recentemente, muito porque ela sentiu a necessidade de crescente legitimação frente ao processo de democratização e, também, porque houve uma mudança nas relações de poder no país fruto da consolidação da legislação ambiental e das agências estaduais.

O procedimento adotado pela Susema, para internalizar a problemática ambiental no processo decisório da empresa, não se resume em criar uma nova estrutura administrativa vertical que tenderia a ser excluída dos outros níveis de decisão. A relação que foi estabelecida desde logo com os temas da segurança e da qualidade total demonstram essa mudança de postura. A Petrobrás estaria passando de um modelo gerencial vertical para outro mais horizontal, aproximando-se do modelo japonês (Aoki, 1984). De fato, os temas ambientais são pervasivos ao conjunto de atividades da empresa. Eles tem merecido uma prioridade crescente e demarcam uma mudança profunda da filosofia gerencial. Através da integração das dimensões meio ambiente, qualidade e segurança, a Susema está empreendendo com o apoio explícito da direção uma reformulação do processo decisório ao nível dos Departamentos operacionais que leve a considerar a questão ambiental de uma maneira proativa ao invés de reativa como vinha sendo feito até agora.

Essa nova filosofia envolve vários níveis de ação. Em primeiro lugar, um nível de informação e de formação no qual se trata de sensibilizar os quadros da empresa sobre a

importância da consideração de aspectos ambientais. Em segundo lugar, busca-se, no contexto do programa de qualidade total, engendrar uma ampla gama de indicadores que permita aos quadros tomar consciência dos impactos ambientais nos diversos níveis das atividades da empresa. O terceiro nível, será a definição de rotinas, métodos e padrões que permitam aprimorar o desempenho ambiental da empresa.

Métodos de Gestão e Capacidade Gerencial

A racionalização administrativa tem sido objeto de política da Petrobrás, podendo-se identificar uma redução dos níveis hierárquicos de 8 para 6, e uma simplificação em seus organogramas. Na Replan, a mais moderna refinaria do país, houve uma diminuição de 20% dos níveis de gerência, também passando-se de um nível de organização funcional, de natureza vertical, para outro, em plantas ou unidades de produção, de natureza mais horizontal.

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

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

Deve-se destacar, todavia, que a empresa ainda não utiliza os sistemas mais modernos de gestão, como o de qualidade total para seus próprios produtos. Isto resulta da menor prioridade concedida à qualidade nessa área. A existência do monopólio deve ter ajudado para esse fato. Porém como mencionamos anteriormente a necessidade de atender a uma demanda interna de derivados em permanente mutação para produtos mais nobres a partir do parque de refino existente, sem os necessários investimentos em tratamento e conversão não contribuiu de forma alguma para que a empresa fosse bem sucedida no plano da qualidade de seus produtos. Essa postura parece estar mudando.

2.3.5 Fontes Externas de Conhecimento Tecnológico

A capacitação tecnológica da Petrobrás não pode ser entendida considerando-se apenas a empresa. Parte importante do conhecimento tecnológico que utiliza provém de atores externos que interagem complementarmente, formando o que poderíamos chamar de um sistema

nacional de inovação, em nível setorial (Furtado, 1994). O que caracteriza esse sistema, todavia, é o papel preponderante que a Petrobrás teve em sua constituição e na coordenação dos esforços. Assim, a formação da indústria de bens de capital, no Brasil, deve muito a essa empresa. A ABDIB, a associação que congrega as empresas de bens de capital sob encomenda, teve seu nascimento estimulado pela Petrobrás. O mesmo pode ser dito sobre a constituição de cursos de pós-graduação e aos programas tecnológicos. Analisaremos a seguir cada um desses elos com o ambiente externo.

Fornecedores : Aquisição de Insumos e Controle de Qualidade.

A indústria brasileira fornecedora de equipamentos e serviços à Petrobrás é bastante desenvolvida considerando-se, o quadro mundial. Estima-se que existam aproximadamente 250 empresas para-petroleiras no Brasil cujos pontos fortes são: equipamentos de poço, instrumentação, construção naval, sondas e *jacks-ups offshore*, compressores, bombas e válvulas. O ponto fraco dessa indústria seria a engenharia de reservatório e o serviços de perfuração (MWD, logging, etc.). O Brasil conta com uma das maiores indústrias para-petroleiras em países do Terceiro Mundo. Não existe um levantamento sistemático feito do volume de vendas. Sabe-se, no entanto, que apenas em materiais (equipamentos + material de consumo) a empresa despendeu internamente US\$ 810 milhões em 1991 (Tabela 22). Além das aquisições de materiais a empresa contrata um importante volume de serviços a empresas especializadas (engenharia, serviço de perfuração, geologia, manutenção, etc.). A aquisição de serviços de terceiros nas áreas de exploração, produção e refino correspondiam a aproximadamente US\$ 1 bilhão. Muito grosseiramente teríamos um volume de compras equivalente a US\$ 1,8 bilhões, para 1991, ao qual teríamos que adicionar US\$ 400 milhões a título de pagamento de frete de navios e outros meios de transporte.

A preocupação com o controle de qualidade dos materiais adquiridos tem sido cada vez maior na Petrobrás. Essa política de controle de qualidade, na realidade, é voltada para a compra de insumos (equipamentos, partes, peças, matérias primas, etc.). O formidável poder de compra dessa empresa lhe possibilita estabelecer vínculos privilegiados com os seus fornecedores, pelos quais ela desenvolve sua política. Quando se trata dos produtos Petrobrás, no entanto, a atenção dada para a qualidade nas compras não se verifica com a mesma intensidade.

A preocupação com a qualidade decorre em grande parte dos problemas com segurança, que são vitais para a empresa tanto a montante com a jusante. É fato, no entanto, que a produção offshore aumentou muito os riscos associados à atividade produtiva. De modo que o desenvolvimento da política de qualificação de fornecedores adquiriu maior envergadura durante a década de 80.

A aquisição de insumos é motivo de esforço tecnológico especial por parte da empresa. Com esse intuito ela criou o Serviço de Materiais (Sermat)⁵⁵ que, todavia, não responde pelo conjunto de aquisições da empresa. Responde, tão somente, por aquelas que requerem um acompanhamento específico. Mesmo assim, o Sermat foi responsável, em 1992, por um volume de compras da ordem de US\$ 292,1 milhões, que representam 44% das aquisições de materiais feitas no período. Desses US\$ 292,1 milhões, 60% foram realizadas no mercado interno (Tabela 22).

TABELA 22

Compra de Insumos e Participação do Sermat (US\$ milhões).

	1991	1992
Sermat	491,7	292,1
- Nacional	350,7	173,4
- Estrangeiro	141,0	118,7
Petrobrás	950,2	663,9
- Nacional	809,3	541,5
- Estrangeiro	140,9	122,4
- Índice de Nacionalização	85,2 %	81,5 %

Fonte: Petrobrás

A Petrobrás, em razão do peso sobre o volume global das importações brasileiras, tem, desde o início, se preocupado em obter elevados índices de nacionalização na compra de equipamentos e insumos. Em particular, ela pressionou para que as grandes empresas parapetroleiras internacionais se instalassem no país e buscou induzir o desenvolvimento de fornecedores nacionais. Ela foi, sem dúvida, a empresa estatal que foi mais longe no processo de nacionalização da sua política de compras.

Deve-se salientar, contudo, que os altos índices de nacionalização⁵⁶ dos equipamentos adquiridos pela Petrobrás vêm baixando. Esse índice que era de 92%, em 1990, caiu para 81%, em 1992, refletindo-se numa importante redução dos preços de equipamentos. Não é de se esperar, porém, que o índice de nacionalização continue diminuindo. Pode ser observado um entendimento na empresa que 80% é um índice de nacionalização considerado mínimo. A tendência é de retomar o crescimento da participação nacional até algo próximo aos 85%. A preocupação da Petrobrás em manter um parque industrial de bens de capital no país, da qual

⁵⁵ Atualmente, o Sermat dispõe de 355 funcionários, ao invés de 407, em 1990, dos quais 62,8% possuem nível superior.

⁵⁶ Esses índices são construídos comparando-se valores das importações líquidas de impostos e das produção local com impostos, de modo que são sobrevalorizados.

depende fortemente, caminha nessa direção. Ademais, não resta dúvida que a competitividade da empresa depende cada vez mais do amadurecimento da indústria para-petroleira no país.

Retornando à atuação do Sermat, esse desenvolveu uma política que é pioneira no Brasil de qualificação de fornecedores. Esse serviço cadastra e classifica os fabricantes em função do desempenho de seus equipamentos, o que possibilita à Petrobrás realizar um acompanhamento contínuo da qualidade do seus fornecedores e ao mesmo tempo desenvolver uma política de aprimoramento constante dos níveis. Constam desse cadastro 820 empresas, das quais 458 são fornecedores nacionais providos de qualificação técnica (conforme a ISO 9000), 251 não a possuem e outros 100 são estrangeiros. A inclusão de fornecedores estrangeiros no cadastro é uma iniciativa de 1992 inserida na mencionada política de abertura de compras.

Os fornecedores nacionais que dispõem de qualificação, são avaliados regularmente através de determinados índices elaborados a partir da análise minuciosa do sistema de qualidade do fabricante, de sua engenharia de produto e de sua capacidade fabril. A partir desses índices, é atribuída uma nota de avaliação pelo Serviço de Qualidade (Sermat/Sequal). A Petrobrás concede regularmente prêmio de qualidade aos seus melhores fornecedores.

Segundo o Sermat, a atual capacitação fabril da indústria de bens de capital brasileira resulta, em parte, da aplicação pela Petrobrás de sistemas de controle de qualidade aos fornecedores. Essa capacitação é considerada para os melhores fornecedores como sendo amplamente satisfatória e correspondendo ao padrão internacional. Ela, no entanto, não se estende a toda a gama de produtos da qual a empresa necessita. Assim, a plataforma semi-submersível PET XVIII que está sendo instalada no campo de Marlim teve sua estrutura construída nos estaleiros de Singapura.

Porém, embora essa indústria tenha adquirido uma boa capacitação em processo, ela ainda carece de capacitação tecnológica em produto à altura dos requerimentos da Petrobrás. A tecnologia de produto que vem sendo, em grande medida, transferida de parceiros internacionais.

A implementação das atividades da Petrobrás em águas profundas está requerendo de seus fornecedores desenvolvimento e absorção de tecnologia, o que vem se dando com o estabelecimento de parcerias com empresas líderes internacionais. Em geral, enquanto as empresas estrangeiras se responsabilizam pela parte fundamental de concepção do produto, as nacionais de bens de capital se responsabilizam pela fabricação dos equipamentos. Tal é o caso da fabricação das Árvores de Natal Molhadas, que envolve associação entre a CBV e a FMC e entre a filial brasileira ABB e a Vetco Gray. Também, a fabricação dos "risers flexíveis" é feita no país pela joint-venture Brasflex onde estão envolvidas a empresa francesa Cofflexip em associação majoritária com o grupo Bradesco.

As novas orientações fornecidas pela política econômica, desde 1990, tiveram impactos importantes na modernização das relações usuário-fornecedor. No contexto da PICE e do PBQP, a Petrobrás está buscando contratos de fornecimento *supply house*, com entregas *just in time*, e outras formas de contratação que reduzam a formação de estoques. O Sernat vem celebrando contratos de fornecimento global para produtos químicos de fluxo de consumo regular. Também está adquirindo, desse modo, sobressalentes para grandes máquinas, o que resultará na redução de itens em estoque e permitirá um fluxo mais regular de compras. Por tudo isso, pode-se entender que a Petrobrás está dedicando mais atenção para o planejamento da compra de insumos.

Contratação de P&D e Pesquisa Cooperativa

Uma companhia de petróleo, como a Petrobrás, que lida com uma grande diversidade de bases técnicas costuma adotar uma atitude bastante diversificada frente aos empreendimentos tecnológicos. Boa parte da tecnologia de que necessita já se encontra disponível, principalmente junto aos grandes fornecedores estrangeiros. Sua atitude tem sido, em geral, buscar internalizar, no país, a produção desse bem ou serviço, nos moldes que vimos anteriormente.

Entretanto, nem todo conhecimento tecnológico de que precisa é adquirido de fontes externas, tendo que ser produzido. As razões dessa geração de tecnologia a partir da iniciativa da própria empresa podem ser variadas. De fato, mesmo estando disponível, o custo de acesso a determinado tipo de conhecimento pode ser muito elevado, ou, então, ainda mais elevado do que o gerado internamente. Parte do conhecimento que a empresa utiliza é considerado como essencial para sua estratégia competitiva, passando a ser incorporado nas linhas de pesquisa do Departamento de P&D. Muitas vezes também, é necessário adaptar a tecnologia adquirida externamente às condições de produção locais. Finalmente, é possível, também, que mesmo estando disposta a adquirir certo conhecimento externamente, ela não o encontre disponível junto ao mercado internacional. Em todos esses casos, é preciso haver desenvolvimento tecnológico. Mesmo assim, nem todo esse esforço é executado pela Petrobrás. A política da empresa consiste em buscar estabelecer uma certa divisão do trabalho entre o esforço "intramuros" e a contratação de fontes externas.

O procedimento normal da Petrobrás tem sido de importar uma parte substancial do novo conhecimento posto a disposição da indústria, para depois adaptá-lo às condições locais. Foi assim que ocorreu com as tecnologias de plataformas semi-submersíveis, de alguns de seus periféricos, e da TLP, todas já dominadas pela empresa. Essas tecnologias, após terem sido absorvidas, foram redesenhadas para serem adaptadas às condições de produção brasileiras.

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

Uma análise rápida dos projetos tecnológicos desenvolvidos no quadro do Procap pode nos fornecer uma idéia sobre a importância da participação de atores nacionais e internacionais na contratação externa de tecnologia e sobre a natureza dos acordos realizados (Tabela 23). Observa-se que a participação de Instituições internacionais é proporcionalmente mais importante quando se trata de empresas de engenharia, centros de P&D e operadores sociedade classificadoras e outros. Já no campo industrial, a participação de empresas nacionais é bem maior. Esses dados podem dar uma impressão superficial e até pouco realista sobre a importância de cada um desses atores no processo de inovação. Uma análise mais detalhada dos projetos do Procap (Gomes de Freitas, 1993), indica que a participação das instituições estrangeiras é preponderante nos projetos que envolvem um maior esforço conceptual, enquanto as empresas industriais nacionais são preponderantes naqueles que concernem a adaptação de tecnologia existente.

TABELA 23

Projetos do Procap (1986-91) segundo a natureza do participante

Instituição	Nacional	Internacional	Total
Indústrias	41	11	52
Empresas de Engenharia	21	21	45
Universidades e Centros de P&D	13	14	27
Operadoras, Sociedades Classificadoras e Outros	1	7	8

Fonte: Petrobrás

O Procap inaugura novas formas de relacionamento da Petrobrás com o ambiente externo e principalmente com os parceiros internacionais. Passou-se de uma estratégia baseada na absorção de tecnologia, que buscava, através do licenciamento ou da engenharia reversa da tecnologia estrangeira, internalizar a fabricação e a capacidade de reprodução da tecnologia, para uma nova estratégia, onde a empresa brasileira se posiciona como parceira num processo de desenvolvimento associativo do novo conhecimento tecnológico, em nível internacional.

Nesse contexto, o Procap apresenta uma preponderância de projetos multiclientes (28) e de acordos de cooperação tecnológica (23) em comparação aos programas de transferência de tecnologia (9). O acesso da Petrobrás à tecnologia de fronteira tem sido feito através da celebração de contratos multiclientes⁵⁷. Através desses contratos com empresas e universidades, onde são gastos US\$ 4 milhões, a Petrobrás busca acompanhar a evolução de tecnologias revolucionárias, como o bombeio multifásico, que eliminará a necessidade de plataformas ou as trará para águas mais rasas.

A importância das universidades brasileiras para a capacitação tecnológica da Petrobrás suscita, ainda, importantes dúvidas, excluindo-se o aspecto da formação de recursos humanos que será tratado a seguir. Esse ponto nos conduz a uma dupla questão: que demandas a indústria do petróleo tem, em nível internacional, pelo conhecimento científico e tecnológico gerado nas universidades e qual é a capacidade do sistema universitário brasileiro em ser um interlocutor da Petrobrás.

Com respeito ao primeiro ponto, é mister reconhecer que a indústria internacional do petróleo tem importantes demandas pelos conhecimentos científicos e tecnológicos gerados nos centros públicos de P&D e nas universidades. Historicamente, sempre houve um fecundo relacionamento entre grandes empresas e universidades, nos Estados Unidos, o verdadeiro berço da indústria petroleira. Essas demandas se situam principalmente no campo da pesquisa científica em geologia e química. Todavia, não podemos deixar de reconhecer que a indústria do petróleo é tecnologicamente madura, o que se traduz numa redução da intensidade das demandas por conhecimento científico básico, e que os conhecimentos científicos aplicados e tecnológicos, ligados a engenharia, estão no centro da trajetória tecnológica setoriais. Esse tipo de conhecimento é detido pela própria empresa, por fornecedores especializados, e por Instituições de P&D especializadas. Uma parte importante da mudança técnica, nessa indústria, resulta de aplicações de tecnologias que estão sendo desenvolvidas em outros setores (informática, novos materiais, química, etc.). Esses elementos nos permitem compreender, porque as empresas (industriais e de engenharia) desempenham um papel preponderante na contratação externa de tecnologia. Os Institutos de Pesquisa também ocupam uma posição mais importante e as Universidades vem por último (Quadro 2).

⁵⁷ O contrato multicliente é uma forma de parceria tecnológica onde vários contratantes bancam parcialmente o custo de desenvolvimento, teste e industrialização de uma tecnologia que está a cargo da Instituição contratada (empresa ou centro de pesquisa).

Quadro 2

Grau de Importância das Formas de Contratação de Fontes Externas de Tecnologia

Formas de Contratação	Grau de Importância (*)
Associação com Empresas Estrangeiras	6
Associação com Empresas Nacionais	5
Contratos com Empresas Especializadas	4
Projetos Multiclientes	3
Contratos com Institutos de Pesquisa	2
Contratos com Universidades	1

(*) 6 a 1 por ordem de importância decrescente

Em relação à segunda questão, que diz respeito à aptidão das Universidades brasileiras em atender às demandas de conhecimento científico e tecnológico da Petrobrás, constata-se aparentemente que elas ainda estão atrasadas em relação às suas homólogas estrangeiras. Quando a Petrobrás busca um conhecimento específico junto a esse tipo de instituição, como acontece nos projetos multiclientes, ela recorre à Universidades estrangeiras altamente especializadas, principalmente as americanas e européias. Já com relação às Universidades brasileiras, a empresa assume uma posição próxima de um órgão de fomento, logicamente que exercendo demandas científicas e tecnológicas bastante direcionadas. Nesse contexto, ela desenvolve vários convênios. Ao todo são 59, em 1992, num montante de US\$ 2 milhões. Mais da metade desse montante se destina à UFRJ, com quem a empresa historicamente estabelece estreitos laços, seguindo por ordem de importância a PUC-Rio, a USP e a UNICAMP.

Formação de Recursos Humanos

A Petrobrás tem uma longa tradição na formação de RH. Nesse processo a relação com o meio universitário brasileiro desempenha um papel central. O CENAP (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo) que foi criado em meados dos anos 50 antecede o Cenpes e o Serec. Ele foi construído nas imediações da Universidade do Brasil. Os cursos que passaram a ser fornecidos contavam com ampla colaboração de professores universitários. Essa íntima colaboração entre Universidade e Empresa permanece ao longo da sua história.

Mesmo que a Petrobrás realize uma parte importante da formação de RH em seus próprios locais, em todos os níveis, ela tem adotado mais recentemente a filosofia de buscar as universidades nacionais para formar seus quadros em nível de pós-graduação. A Petrobrás manda seus quadros ao exterior para fazerem pós-graduação apenas quando ela não encontra formação equivalente em nível nacional. A formação de doutorado continua sendo feita preponderantemente no exterior, enquanto a de mestrado realiza-se, em grande parte, nas universidades do país (Tabela 24).

TABELA 24**Número de empregados por nível de formação em pós-graduação**

	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Doutorado	41	11	32	33	70	18
- Exterior	19	8	24	6	44	16
- País	22	3	8	27	26	2
Mestrado	106	82	87	95	160	28
- Exterior		4	8	11	13	3
- País	106	78	79	84	147	25

Fonte: Petrobrás

Uma parcela importante da formação de mestrado, no país, ocorre no quadro de convênios de colaboração com Universidades. A constituição desses acordos, na maioria das vezes, parte da iniciativa da própria empresa que os financia (equipamentos, infra-estrutura, professores). Os cursos de pós-graduação que participam de convênios com a Petrobrás se situam fundamentalmente no campo da geologia (Quadro 3).

QUADRO 3

**Programas de Formação de RH em pós-graduação em
Universidades Brasileiras**

Universidade	Programa	Nível	Orgão Beneficiado
UFPA	Geofísica	Mestrado	Depex, Cenpes
UFBA	Geofísica	Mestrado	Depex, Cenpes
UFOP	Geologia Petrologia	Mestrado	Cenpes, Depex
UFOP	Geologia Estrutural	Mestrado	Cenpes, Depex
UNICAMP	Geologia / Eng. Petróleo	Mestrado	Cenpes, Depex, Depro
UFRGS	Estratigrafia	Mestrado	Cenpes

Os convênios entre a Petrobrás e as universidades brasileiras, para a capacitação de recursos humanos em nível de pós-graduação, envolveram recursos da ordem de US\$ 2,7 milhões, em 1990. Esse valor correspondia a 8,1% dos investimentos totais na formação de recursos humanos da companhia, para esse mesmo ano. Todavia, esse esforço vêm sendo reduzido de forma substancial, caindo para US\$ 1,9 milhão, em 1992, projetando-se apenas US\$ 1,5 milhões para 1993. O número de empregados em cursos de mestrado e doutorado cai também sensivelmente após 1990 (Tabela 24). A crise financeira está forçando a Petrobrás a reduzir drasticamente o nível de investimentos em atividades vitais para sua capacitação tecnológica.

No entanto, os convênios representam apenas uma parcela do esforço em formação de RH, em nível de pós-graduação, contratado junto às Universidades brasileiras. Existem uma série de cursos regulares das Universidades cariocas em Química, Informática, diversas Engenharias que compõem o leque de opções formação desse nível para os empregados. Há também que se mencionar toda uma ampla variedade de cursos de especialização que são objeto de apoio por parte da Petrobrás.

De modo que a formação de RH, muito mais do que a pesquisa, é ainda a forma principal de relacionamento com as Universidades brasileiras. Todavia, essa relação pode se modificar no futuro, uma vez que a consolidação de cursos de pós-graduação especializados em petróleo pode abrir o caminho para um maior intercâmbio com a Universidade no campo da pesquisa científica e tecnológica.

2.4 Conclusões sobre a Capacitação Tecnológica da Petrobrás

Ao longo desse item pudemos observar que o processo produtivo numa empresa petroleira é bastante diversificado. Estão reunidas atividades que vão da exploração geológica até o refino e a distribuição de derivados. Os conhecimentos e habilidades requeridos para a operação e funcionamento dos processos produtivos são muito variados. Ademais da heterogeneidade das bases técnicas na indústria do petróleo, existe uma grande heterogeneidade tecnológica dentro de cada uma das etapas da cadeia petroleira. A quantidade de unidades de produção localizada em diversos pontos do território é considerável. Só na etapa de transformação existem 11 refinarias operando no país sob o controle da Petrobrás. Essa grande diversidade tecnológica das unidades de produção representa um importante desafio para efetuar um diagnóstico da capacidade tecnológica da empresa.

A capacitação tecnológica é um conceito dinâmico que indica a aptidão da empresa em se posicionar frente a evolução tecnológica constante da indústria. Nesse sentido tentaremos fazer uma comparação dos níveis alcançados pela Petrobrás com o que é considerado como sendo de padrão internacional.

Como adiantamos no início deste item a capacitação tecnológica das empresas pode ser subdividida entre a capacitação em produção e a capacitação em investimento. Na primeira forma de capacitação tecnológica podemos incluir as principais etapas que compõem o processo produtivo na indústria do petróleo (exploração, perfuração, exploração); e na

capacitação em investimento todas aquelas atividades destinadas à implantação de novas unidades de produção⁵⁸ (Quadro 4).

Quadro 4

Síntese da Capacitação Tecnológica da Petrobrás

	Produção				Investimento	
	Exploração	Perfuração	Exploração	Refino	Exploração	Refino
Rotina	1	2	2	3	1	1
Adaptação	1	2	2	2	1	2
Inovação	4	4	4	4	1	4

1= excelente; 2= boa; 3= média; 4= incipiente

A capacitação tecnológica associada à produção no *upstream* é desigual dentro da Petrobrás mesmo se considerarmos apenas o nível operacional (rotina). Essa capacidade, na realidade, é mais avançada na atividade de exploração geológica. A razão do avanço da capacidade operacional e mesmo de adaptação em exploração reside no elevado investimento, tanto em RH como em equipamentos, realizado pelo Depex. Já as atividades de perfuração e exploração nem sempre apresentam um grau tão elevado de atualização das técnicas de produção. Ademais, o grau de atualização varia bastante entre as unidades operacionais. Alguns equipamentos são mais modernos do que outros. Os recursos humanos, embora de elevado nível, não são equivalentes aos que são encontrados na exploração.

A capacitação tecnológica associada à produção, em nível de inovação, é certamente ainda incipiente. A montante da indústria, as inovações são fundamentalmente de processo. Nesse contexto, o papel do Cenpes consiste ainda em monitorar os avanços de novos métodos de produção existentes tratando de adequá-los às condições de produção brasileiras. Isto se aplica tanto ao setor de geologia (métodos de interpretação dos dados, engenharia de reservatórios, geoquímica) quanto às técnicas de perfuração e de recuperação assistida. Em exploração, a dinâmica da inovação é diferente. Afora as técnicas de exploração de reservatórios, grande parte das inovações são da índole da concepção de novos equipamentos e de sua implantação, ou seja, do domínio do investimento.

⁵⁸ A inclusão das atividades de exploração e perfuração como pertencendo ao campo da produção ao invés do investimento, onde são normalmente incluídas deve-se ao fato que essas atividades são praticadas na forma de rotinas ao contrário do desenvolvimento de projetos industriais que requerem uma parte concepção e desenho muito importante.

A capacitação tecnológica da Petrobrás em investimento a montante (exploração) é extremamente avançada. Nessa área radica-se o maior grau avanço da capacitação tecnológica dessa empresa, pois ela não somente é capaz de negociar, escolher e implantar novas instalações mas também de conceber e desenhar sistemas de produção e equipamentos completamente novos.

A jusante da indústria, a situação difere do quadro anterior. Existe uma razoável capacidade de operação das unidades de refino. Todavia, ela é bastante desequilibrada dependendo do grau de atualização dos equipamentos instalados no país. Como vimos anteriormente, há uma grande heterogeneidade tecnológica entre as refinarias, que é devida a diferença de idade dos equipamentos. Além do que, a indústria de refino não dispõe de recursos humanos com nível de formação equivalente ao existente a montante. Paralelamente no Cenpes há uma significativa atividade orientada para a introdução de melhoramentos e adaptação das instalações e processos existentes. Essa capacidade se estende ao estiramento da capacidade nominal de produção e ao recondicionamento de certas unidades de produção (revampamento). Mas a capacidade de inovar é ainda incipiente e se aplica apenas à concepção de processos produtivos relativamente periféricos associados ao uso de energias alternativas (xisto, alcoolquímica).

A capacidade tecnológica de investimento na área de refino é, também, bastante limitada embora ela esteja presente. A empresa certamente possui uma forte capacidade de escolha e negociação da tecnologia, porém os processos e os projetos básicos continuam sendo adquiridos externamente, embora certas partes do projeto básico sejam desenhadas pela empresa.

A síntese que fizemos sobre a capacitação tecnológica da Petrobrás nos permitiu ver que ela é certamente desequilibrada, internamente a cada uma das atividades e entre elas. Essa capacidade foi afetada pela trajetória irregular de desenvolvimento da empresa e por limitações em sua capacidade de investimento. Sem dúvida, uma importante observação que emana de nossa análise é que o maior nível de capacitação tecnológica se situa do lado da capacidade em projetar e instalar novos sistemas de produção no *upstream*. Essa forte capacidade de inovar se contrapõe a técnicas e métodos produtivos que não são dos mais atualizados. Tal fato confirma a tese de que não há necessariamente uma seqüência natural entre os diversos níveis de capacitação tecnológica da empresa - operação eficiente, adaptação e inovação - como o coloca Lall (1992). Embora a aprendizagem tecnológica ocorra por meio de um processo cumulativo, não há necessariamente uma seqüência óbvia ou natural. Os caminhos são diversos e variam bastante de acordo ao contexto no qual a empresa evolui e à estratégia que persegue. Esses elementos serão abordados mais em detalhe quando analisarmos a trajetória tecnológica da empresa no item 4.

3. POLÍTICAS PÚBLICAS E EVOLUÇÃO DA PETROBRÁS

Ao longo da sua trajetória, a Petrobrás passou por quatro grandes etapas que evidenciam diferentes momentos da relação que se estabelece entre demandas sociais, políticas públicas e a dinâmica interna da empresa. A evolução da Petrobrás deve ser situada dentro do contexto das empresas estatais brasileiras no pós-guerra, ressaltando-se, porém, a especificidade dessa empresa pelo seu porte e por pertencer a um setor onde os interesses estratégicos sempre foram muito fortes. Basta dizer que as importações de petróleo sempre foram um artigo de primeira importância dentro da Balança Comercial brasileira, ocupando dependendo da época de 15 a 50% do valor total. Mas, dentro do marco da relação Estado-empresas estatais, cabe frisar o papel predominante dessas empresas na fixação de metas setoriais (política industrial, tecnológica e energética). O peso do Estado, através dos seus organismos reguladores e ministérios de tutela, sempre foi muito apagado. O petróleo, mais do que em qualquer outro caso, confirma essa regra. Isto não quer dizer que o Estado não interferiu sobre o destino dessas empresas, mas essa ação pode ser considerada de natureza indireta, como a que ocorre, em geral, através do Ministério da Economia por meio da fixação de tarifas públicas.

Esse processo vai ficar mais evidente ao longo deste item. Primeiro, faremos uma descrição sumária das etapas da evolução da empresa para elucidar o processo de gestação da indústria do petróleo no Brasil. Logo abordaremos mais especificamente a questão da situação econômica da empresa e da relação com o padrão de intervenção pública.

3.1 As Grandes Etapas da Evolução da Petrobrás

A intervenção do Estado no setor do petróleo toma corpo a partir da revolução de 30. Promulga-se o Código de Minas que garante o monopólio do Estado sobre o subsolo. Percebendo a importância crescente do petróleo para a economia do país, e fortemente influenciado pela nacionalização do petróleo no México, o governo brasileiro cria o CNP (Conselho Nacional do Petróleo), em 1938, cuja função é de estabelecer uma regulação específica para os combustíveis líquidos e de promover a produção no país inexistente na época⁵⁹. Mesmo após a criação do CNP e a implementação de taxas alfandegárias de corte protecionista, que visam incentivar o desenvolvimento de uma indústria do refino, e mesmo contando com um mercado interno em franca expansão, a indústria do petróleo, tanto a montante como a jusante, era praticamente inexistente no país, no começo dos anos 50.

⁵⁹ A primeira descoberta de petróleo é feita pelas equipes geológicas do CNP na Bahia em 1939.

Dentro desse contexto, se estabelece um intenso debate na sociedade brasileira que irá desembocar na instituição do monopólio estatal e na criação da Petrobrás, em 1953. A indústria do petróleo que irá se desenvolver no país resulta fundamentalmente dessa iniciativa do Estado. A evolução da indústria do petróleo seguirá quatro grandes etapas.

Etapas 1 (1953-1965): Implantação da indústria do petróleo.

Quando a Petrobrás inicia suas atividades, não havia praticamente produção de petróleo no Brasil e existia apenas uma pequena capacidade de refino sob controle de empresas privadas nacionais, que se situava muito aquém do consumo. Desde no início dos anos 50, o CNP havia iniciado a construção de uma grande refinaria em Cubatão - a Refinaria Presidente Bernardes. A Petrobrás retoma esses trabalhos e amplia o número de refinarias, uma segunda será construída em Salvador - a Refinaria Landulfo Alves- e outra no Rio de Janeiro - a Refinaria Duque de Caxias. A indústria de refino se implanta, de fato, a partir daí, tornando o país, praticamente, auto-suficiente em derivados de petróleo no começo dos anos 60. A capacidade de refino correspondia no final do plano de metas do governo de Juscelino, a 300 mil barris/dia (Lafer, 1975). A produção de petróleo bruto se desenvolve de uma maneira quase tão espetacular. A Bahia, cujo petróleo havia sido descoberto no final da década de 30 pelo CNP, é objeto de grandes investimentos que permitem a produção nacional alcançar 95 mil bbl/dia em 1961, cobrindo cerca de 35% do consumo interno. Esse período é caracterizado pela implantação da Petrobrás e a conseqüente consolidação de uma indústria do petróleo no país. No entanto, subsistiam alguns obstáculos sérios para que fosse propiciada uma dinâmica de crescimento auto-sustentado a essa indústria. Os preços dos derivados continuavam sendo pouco remuneradores, colocando o problema do financiamento de novos investimentos. Os investimentos que haviam sido realizados durante o Plano de Metas tinham contado com importantes aportes de capital provenientes do governo provenientes do do Imposto Único sobre Combustíveis e Lubrificantes. Ademais, restava o problema da expansão da produção de petróleo nacional. A capacidade de expansão da produção na Bahia se esgotava. Era necessário fazer novas descobertas. O que não era uma tarefa fácil, num Brasil em que os estudos geológicos da época indicavam ser pobre em petróleo. Na realidade, as perspectivas mais promissoras se situavam do lado mar. O primeiro problema de financiamento da empresa vai se equacionar com o golpe de 1964 e a política de realismo tarifário do governo Campos-Bulhões. Essa política também traz em seu bojo uma maior autonomia empresarial da Petrobrás em relação ao Estado (Calabi et alii, 1983).

Etapas 2 (1965/1977): Diversificação e estagnação da produção interna.

A nova política governamental, que se instaura a partir do golpe militar, irá imprimir uma nova orientação ao crescimento da empresa. De fato, o período do milagre econômico (1967-73) conduz ao crescimento acelerado do consumo de petróleo que duplica nesse intervalo. Porém no mercado internacional, os preços do bruto eram candentes e a oferta elástica. Diante desse contexto, a Petrobrás que ganhou autonomia empresarial, adota uma estratégia de crescimento a jusante e de diversificação. De fato, realiza-se o diagnóstico que o petróleo brasileiro é escasso e caro. Convinha nesse contexto, investir em refino, transporte e distribuição e importar o bruto. Durante esse período, o aumento do consumo é assegurado exclusivamente pelo crescimento das importações de bruto (Furtado, 1985). Retraem-se, assim, as atividades de exploração e produção dentro da empresa, que concentra seus investimentos nas atividades a jusante da cadeia petroleira (refino e transporte). Com essa nova estratégia, se estabelece um processo de desverticalização à montante da indústria petroleira brasileira. Concomitantemente, a empresa busca extrapolar o quadro das atividades enquadradas pelo monopólio, criando subsidiárias na distribuição de derivados (BR Distribuidora), na atuação na área química (Petroquisa) e nas atividades internacionais (Braspetro). Muito embora essa etapa tenha se notabilizado por uma diminuição dos investimentos da Petrobrás em exploração e produção, e tenha predominado a aquisição de pacotes tecnológicos, datam desse período os primeiros esforços para iniciar a pesquisa industrial "in house" através da criação de um departamento de P&D⁶⁰.

O primeiro choque do petróleo não interrompe radicalmente esse processo. Se observa uma retomada significativa do volume de investimento a montante, a partir dessa data. Porém, esses ainda ficam em níveis insuficientes relativamente ao desafio colocado. Mesmo assim, nesse período ocorrem as primeiras grandes descobertas de petróleo na Bacia Campos que mudam o panorama das reservas de hidrocarbonetos no Brasil. Mas os problemas de domínio tecnológico que elevam bastante o custo de desenvolvimento, associados a incertezas quanto a manutenção do preço internacional do petróleo, levam a empresa a adotar uma atitude relativamente prudente em matéria de desenvolvimento. Ao mesmo tempo, a demanda continua se expandindo pressionando ainda mais as importações que chegam a alcançar 90% do consumo em 1979 (Furtado, 1985).

Datam, também, do período que segue ao primeiro choque do petróleo importantes iniciativas direcionadas ao desenvolvimento de energias alternativas, entre as quais se destaca o Proálcool pela sua incidência no consumo de gasolina. A tributação da gasolina aumenta a partir de 75 incidindo sobre o preço final. Em consequência, o consumo desse derivado decresce em relação ao diesel modificando a estrutura do consumo (Tabela 3 no item 2.1).

⁶⁰ O Cenpes foi criado em 1966.

Etapa 3 (1978/ 1990): A guinada para a produção "offshore".

O espectro da escassez de petróleo, a crescente importância da OPEP no mercado internacional e os desequilíbrios da balança de pagamentos em função das importações de petróleo exigem que a Petrobrás dê uma profunda guinada na sua estratégia de desenvolvimento com a finalidade de priorizar a produção interna. As descobertas de petróleo e de gás natural *offshore* na Bacia de Campos, em 1974, modificam o panorama de expectativas e permitem que a empresa possa realizar prognósticos otimistas quanto ao aumento da produção nacional de hidrocarbonetos. Mas para tanto, faz-se necessário um esforço de desenvolvimento tecnológico considerável, uma vez que a empresa carece de capacidade e de experiência suficientes para desenvolver e operar sistemas de produção nas profundidades existentes nessas regiões. Além do que, a empresa precisa imobilizar vultosos recursos. O aumento do volume de investimentos em exploração e produção ocorre progressivamente após o primeiro choque do petróleo. Ele passa de 200 milhões para 2 bilhões de US\$ correntes entre 1973 e 1981. Mas o período que se situa entre 1977 e 1981 é decisivo para ampliar os investimentos direcionados para a exploração, enquanto no período anterior os investimentos se dirigem para a descoberta de novas reservas⁶¹.

O esforço de investimento que a Petrobrás realiza em direção a plataforma marítima permite dar um salto produtivo importante. Entre 1980-1985, a produção triplica passando de 180 para 563 mil bbl/dia. Em paralelo, o consumo é contido. De modo que pela primeira vez na história energética brasileira a produção interna ultrapassa a marca de 50% do consumo interno.

Etapa 4 (1990 em diante): A busca da eficiência.

Desde o contra-choque do petróleo, em 1986, a Petrobrás vem sofrendo crescentes constrangimentos devido o estreitamento de sua receita. A raiz desse processo está a nova prioridade do governo que não é mais a redução do consumo e das importações de petróleo, mas o combate à inflação. A política tarifária e fiscal com relação aos derivados muda de natureza com óbvios impactos sobre a retomada do consumo. A Petrobrás deve fazer frente a um contexto completamente diferente, deixando para trás o período de vacas gordas. A partir de 1990, com a implantação de uma nova política econômica no país, profundas transformações passaram a se delinear que trazem em seu bojo importantes consequências para a trajetória futura da empresa. Isso porque, ela foi instigada a buscar um novo patamar de eficiência como mecanismo de resposta às mudanças de contexto.

⁶¹ Entre 1978 e 1981 os investimentos em exploração duplicam. As atividades de perfuração ganham grande impulso passando de 527 mil metros, em 1978, para 1 milhão de metros, em 1981.

Com esta breve descrição da trajetória da Petrobrás, pretende-se realçar que a evolução da empresa teve como ponto de partida importantes estímulos externos. Não se quer com isto menosprezar a importância das decisões tomadas e nem o processo de aprendizagem tecnológica da empresa. Muito pelo contrário, entende-se que a trajetória que conduziu ao atual estágio de capacitação tecnológica tem óbvios determinantes internos, que seguem uma lógica cumulativa própria ao processo de aprendizagem. Voltaremos sobre esses pontos quando analisarmos a trajetória tecnológica da empresa. Mas agora tratemos de nos aprofundar sobre a complexa natureza da relação Estado-empresa.

3.2 O conflito em torno da apropriação da renda

O quadro institucional do setor petróleo é fruto de um longo processo de consolidação do poder tecno-burocrático industrializante no Brasil. Os passos mais importantes foram a Revolução de 30, o Código de Minas (1934), a instituição do CNP (1938), a lei do Monopólio e a criação da Petrobrás (1953) e o após o golpe militar de 64, a criação do Ministério de Minas e Energia (1965).

O quadro institucional montado tanto para o petróleo como para a energia elétrica quer que exista uma separação entre a função reguladora e produtora do Estado, ambas submetidas a uma autoridade ministerial de tutela. No caso do petróleo a função reguladora é da responsabilidade do CNP (atual DNC) e o ministério de tutela é o Ministério de Minas e Energia. Esse quadro, porém, é puramente formal e não corresponde a realidade das relações de poder entre governo e empresa. O que se observa pode ser esquematizado da seguinte forma: a autoridade regulatória tem muito pouco poder e autonomia em relação às empresas estatais; o ministério de tutela não tem poder suficiente para impor uma política própria; de maneira que o poder de decisão em nível da política setorial está entre as mãos dos quadros dirigentes das grandes empresas estatais. Isto, porém, não significa que todo o poder esteja verdadeiramente entre as mãos dessas empresas. De fato, a intervenção governamental ocorre através da área econômica e não por meio dos Ministérios de tutela. Assim, o meio principal de intervenção se situa na política tarifária, tributária e comercial, cujo controle está entre as mãos do Ministério da Economia.

No caso específico do petróleo, o poder do Ministério da Economia é decisivo para a fixação do montante da renda e para sua distribuição entre os diversos atores: empresa estatal, Estado (diversos níveis) e consumidores⁶².

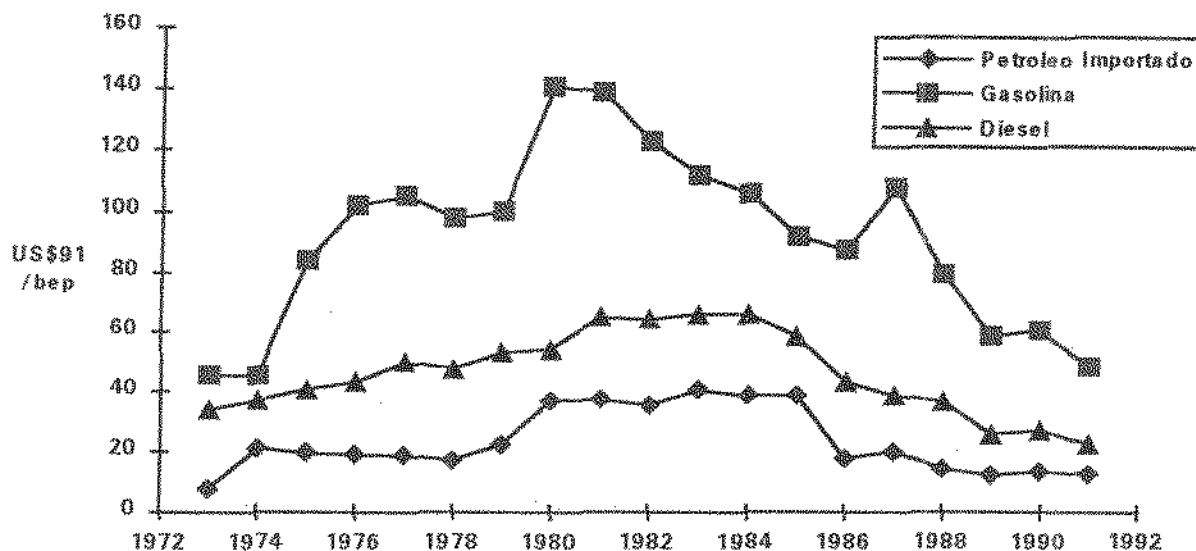
A renda do petróleo nem sempre foi apropriada pelo Estado. Ela aparece quando o Estado teve condições políticas de impor aos consumidores um preço de venda dos derivados que em média fosse superior ao custo de produção, o qual está associado historicamente ao preço das importações de bruto no caso brasileiro. Essa renda se reparte entre empresa e Governo federal. A principal fonte de recursos do Governo Federal foi o Imposto único sobre combustíveis líquidos cuja implantação data da década de 50.

As condições objetivas para a geração da renda do petróleo são dadas após a ruptura institucional de 1964. A elevação das tarifas reais, a formidável expansão do consumo de gasolina - o derivado que paga mais imposto - e a queda do preço internacional do petróleo engendram as condições para que se forme uma renda, a qual se reparte entre Estado e empresa. Essa situação perdura ao longo da década de 70, apesar dos choques do petróleo. O governo com certo atraso acaba reajustando as tarifas, principalmente da gasolina (Figura 3), o que permite ao Estado e a empresa ampliar o volume da renda em base principalmente às importações de bruto, as quais como vimos chegam a alcançar 90% do consumo em 1979.

⁶² O petróleo não é um bem qualquer. Os economistas da energia perceberam que existe uma diferença muito grande entre o custo de produção e o preço de venda, chamada apropriadamente de renda do petróleo. O custo de produção em certas regiões, principalmente nos países exportadores de petróleo, são muito inferiores aos preços do bruto no mercado internacional. Ademais o preço de certos derivados vendidos ao consumidor se situam em níveis muito superiores a soma do preço internacional do bruto e dos custos de refino, transporte e distribuição. Os principais protagonistas que se apropriam dessa renda são os Estados dos países exportadores, as grandes companhias de petróleo e os Estados dos países consumidores. Pode acontecer em certas circunstâncias, quando o preço dos derivados é muito baixo que a renda seja apropriada pelos consumidores. Considera-se que ela corresponda ao diferencial que existe entre o preço do petróleo e de energias substitutas.

Figura 3.

Evolução do Preço do Petróleo Importado, Gasolina e Diesel
(dados corrigidos pelo IPC e convertidos em dólares de 1991)



Fonte: BEN/MME

A situação se altera durante a primeira metade da década de 80. Novos fatores interferem na repartição da renda entre governo e empresa. Os preços dos derivados, fundamentalmente o da gasolina, sofrem um novo aumento, em 1980, após o segundo choque, possibilitando uma nova elevação do volume da renda. Esse aumento é provocado pelo acréscimo da carga fiscal e, também, pelo aumento do preço de remuneração à Petrobrás. Porém, ele não perdura. Em 1985, o preço da gasolina se situa num nível inferior ao do período entre dois choques (Figura 3). Esses elementos indicam que, já na primeira metade da década, se deteriora a punção fiscal sobre os derivados.

Contudo, o novo elemento consiste no aumento da produção interna. Vimos que ela ultrapassa a proporção de 50% do consumo em meados da década de 80. Dado que existe um diferencial importante entre o custo de produção e os preços dos derivados pagos a Petrobrás, que ainda acompanham o preço internacional, se constitui uma nova fonte de renda oriunda da produção interna de bruto. A Petrobrás se apropria da quase totalidade dessa nova fonte de renda. Isto nos permite compreender porque essa empresa consegue, no começo da década de 80, realizar volumosos investimentos, se auto-financiando. O faturamento da empresa se mantém num patamar duas vezes superior ao atual, por causa do nível das tarifas reais (Tabela 23).

TABELA 23

Faturamento e Investimento da Petrobrás em US\$ bilhões e preço da gasolina e do diesel em US\$/bep de 1980 a 1992 (preços constantes convertidos pelo dólar de 1991)

	1980	1982	1987	1990	1992
Faturamento	28,9	28,6	23,1	13,2	15,6
Investimento	1,9	4,3	2,7	1,7	2,1
Preço Gasolina	140,8	139,2	108,1	60,4	52,9
Preço Diesel	54,2	64,2	38,7	26,9	31,2

Fonte: Petrobrás e BEN

Vários fatores, porém, começam a alterar a situação que prevalecia, até então, em matéria de distribuição da renda. De um lado, o consumo de derivados estagna, a partir de 1980, mas isso representa apenas uma estabilização dessa situação e não sua alteração. O novo fator que altera a arrecadação da renda pelo Estado é o Proálcool. A medida em que esse programa toma vulto, ele vai progressivamente substituindo o consumo de gasolina pelo de álcool. Dada a importância da gasolina na arrecadação fiscal sobre derivados de petróleo, a renda apropriada pelo governo federal se reduz paulatinamente. O mesmo ocorre com a Petrobrás, pois a gasolina tem um peso importante para a fixação do preço médio dos derivados, sendo o derivado com maior preço de revenda. A medida em que a proporção de gasolina no consumo de derivados se reduz, cai o preço médio de revenda da Petrobrás.

Mas essa degradação da geração da renda se acelera durante a segunda metade da década de 80, comprometendo duramente o faturamento e o nível de investimentos da Petrobrás assim como a arrecadação da renda pelo Governo. Em 1986, ocorre o contra-choque do petróleo baixando consideravelmente o preço do petróleo, no mercado internacional. Se os preços dos derivados houvessem se mantido, em níveis semelhantes ao do período anterior, teríamos um aumento da renda. Porém, a situação evoluiu de forma oposta. O governo, a partir de 1982, começa a utilizar o preço dos derivados como instrumento de política antiinflacionária (Figura 3). De modo que o preço médio de revenda dos derivados, descontado o custo de refino, transporte e distribuição, cai paulatinamente, durante os anos 80, chegando a se situar abaixo do preço internacional do petróleo, no final dessa década. Para ilustrar essa situação, basta mencionar que o diesel, que de longe é o derivado mais consumido no país, tinha seu preço final ao consumidor abaixo do que prevalecia antes do primeiro choque do petróleo (Figura 3). Essa baixa do preço dos derivados constitui efetivamente uma transferência da renda, que estava sendo apropriada pelo Governo e pela Petrobrás, aos consumidores. A situação do Brasil, nesse ponto, difere, bastante, daquela que prevalece nos países desenvolvidos, com exceção dos Estados-Unidos, os quais decidiram manter o preço dos derivados altos para, inclusive, aumentar a carga fiscal sobre os consumidores.

Por outro lado, na esfera governamental ocorrem importantes mudanças. O Imposto Único federal desaparece. Surge da mudança do quadro Institucional um novo sistema tributação dos derivados. Neste, o governo federal perde muito espaço, enquanto os impostos estaduais e municipais aumentam de importância. O governo federal em reação cria um novo imposto sobre o petróleo: o imposto sobre importações. Mesmo assim, ele perde grande parte da renda. Em 1993, o ICMS era responsável por 59% da carga tributária média que recai sobre os derivados, o ISS 14%, o Imposto sobre Importações 16%, o IVV 4%, o PIS 5% e os Royalties 2%.

Para aliviar esse quadro, a produção de álcool se estabiliza durante a segunda metade da década de 80, permitindo que, no final da década, a gasolina retome um certo espaço (Tabela 3 no item 2.1). Todavia certos derivados subsidiados crescem na estrutura de refino, entre os quais se destacam o GLP, a nafta e o querosene.

A situação atual se caracteriza por um profundo conflito redistributivo entre governo, empresa e consumidores. O Proálcool erodiu parte importante da renda substituindo a gasolina que era por excelência o derivado que pagava mais impostos. O Governo federal perdeu parcela importante da renda, da qual se apropriava, em função da alteração do sistema tributário e do uso da política tarifária como instrumento antiinflacionário.

Na realidade, ao invés de se aliar à empresa estatal para manter os preços dos derivados num nível vantajosamente alto para satisfazer os interesses de ambos como ocorre nos países desenvolvidos, o Governo segue uma estratégia inversa, onde os principais beneficiários são os consumidores. Porém, a saída encontrada pelo governo foi de fazer recair o custo do reajuste, em grande parte, sobre a própria Petrobrás. Assim, a proporção da receita fiscal não se modificou no computo global. Parece até mesmo haver aumentado. De fato, a receita tributária total sobre os derivados era de 33% em março de 1993, enquanto em 1976 os impostos e taxas sobre a gasolina "A" correspondiam a 27,6% do preço desse derivado.

O ajuste que se efetua em detrimento da empresa estatal é praticado da seguinte forma: o preço médio de revenda, que a Petrobrás recebe ao vender seus derivados, se situa muito abaixo do custo de importação. De modo que, em 1992, enquanto a Petrobrás pagava, pelo petróleo bruto importado CIF mais custos de internação, 20,26 US\$/bbl, ela era remunerada, descontando-se do Valor Médio de Revenda o custo do refino, 16 US\$/bbl. O diferencial de custo era coberto a partir da produção do petróleo interno. Assim, o preço de remuneração do petróleo nacional era de 12,6 US\$/bbl, abaixo do custo total de produção que era de 14 US\$/bbl, porém acima do custo operacional desse petróleo. A Petrobrás é obrigada, na realidade, a cobrir três importantes diferenciais de custo: a diferença entre o preço dos derivados revendidos, menos custo de refino, transporte e distribuição, e o preço do bruto importado; a diferença entre o preço de importação de certos derivados (nafta, GLP, diesel) e o preço de revenda dos mesmos derivados; e a diferença entre o custo de compra e de revenda

do álcool. Estima-se que esses diferenciais representaram valores de US\$ 800 milhões para o petróleo bruto importado, 315 milhões para os derivados importados e de 264 milhões para o álcool, apenas em 1992.

Obviamente, a resultante desse conflito redistributivo penaliza a Petrobrás, comprometendo gravemente seus objetivos de expansão. A empresa na metade da década de 80 esperava alcançar a produção de 1 milhão de bbl/dia em 1990, investindo maciçamente nos campos de águas profundas. Para isso era necessário imobilizar recursos anuais da ordem US\$ 4 bilhões. Esse programa de investimentos teve que ser paulatinamente postergado, em função de cortes praticados nos investimentos. Hoje das 7 plataformas semi-submersíveis previstas para o campo gigante de Marlim apenas uma está já foi construída e outra está fase inicial de construção.

Esses elementos, que tentamos alinhar resumidamente, demonstram a complexidade da relação que existe entre Petrobrás, Estado e Consumidores. Obviamente, deve-se buscar um novo sistema de regulação que permita ao Estado se apropriar de uma parte da renda, à Petrobrás continuar o seu programa de investimento e aos consumidores terem um preço adequado. Resta a comentar que estes últimos foram particularmente beneficiados no atual jogo de forças, havendo o preço dos derivados caído à metade do que era em 1987. Existe uma legislação baseada no Decreto Lei 1599/77, que estipula que o preço dos derivados deva corresponder ao preço do petróleo importado mais custo de transporte, refino e distribuição, a qual vem sendo desrespeitada desde 1987. Essa legislação parece ser apropriada, enquanto o Brasil continuar dependendo pesadamente de importações de bruto e em certos casos de derivados. Todavia, no longo prazo, deverá ser concebida uma modernização do regime fiscal brasileiro para emparelhá-lo com aqueles dos países produtores de petróleo. Esse regime deveria contemplar o pagamento de imposto de renda pela empresa, do qual ela vem sendo poupado até agora, e mais especificamente, a fixação de tributos sobre a atividade de produção de petróleo, que possibilitem ao Estado a apropriação da renda oriunda dessa atividade.

4. A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS

A Petrobrás constitui um caso interessante para estudos de capacitação tecnológica em nível da firma ⁶³. Além de monopolizar a indústria de petróleo nacional, configura-se na maior empresa do país. Faturou US\$ 15 bilhões e investiu US\$ 105 milhões em P&D em 1992, o que também lhe confere a liderança da pesquisa industrial no país. Fruto desses investimentos, direcionados fundamentalmente à implementação de um esforço tecnológico próprio, a empresa tem logrado avanços significativos na produção de petróleo em águas profundas. Tais avanços tem merecido grande destaque e projetado a Petrobrás no âmbito da indústria petroleira internacional.

O sucesso empresarial na indústria do petróleo se relaciona a um conjunto de fatores associados às estratégias adotadas pela própria firma, endógenos, e a outros tantos que lhe são exógenos, próprios as características gerais da indústria; a estrutura do mercado consumidor, e ao comportamento da economia. A trajetória tecnológica da empresa pode ser definida como a interação dos processo cumulativo de aprendizagem realizado pela empresa, o qual é determinado por importantes fatores internos, com os fatores externos que incentivam e selecionam determinadas rotinas.

Os fatores endógenos têm sido ressaltados por autores evolucionistas, tais como Nelson e Winter, Rosenberg, Katz e outros para explicar a natureza da trajetória tecnológica da empresa. Enfatizam esses, a importância da aprendizagem tecnológica e reputam a formação de habilidades e de rotinas de busca, dentro da firma, como elemento básico para promoção da mudança técnica.

O papel que os fatores exógenos podem ter na evolução da trajetória tecnológica da empresa, por sua vez, é muito variável, quando não específicos a cada setor. Merecem realce, contudo, os condicionantes macro-econômicos, a estruturação dos mercados, os aspectos geopolíticos, aspectos geológicos e de localização das reservas.

Com base na análise desses fatores é que o presente trabalho credita aos estímulos externos, mais do que a uma estratégia de longo prazo, a natureza da trajetória que levou a excelente performance tecnológica da Petrobrás em águas profundas.

⁶³ O termo firma é utilizado para maior facilidade de distinção dos estudos que se preocupam com a capacitação ao nível de um país (Lall, 1992).

4.1 A trajetória da Petrobrás no período que precede o salto para a produção

A Petrobrás adotou desde sua criação uma estratégia no campo da tecnologia que poderíamos considerar de realista no quadro de um país periférico. O país carecia de experiência produtiva ao longo da cadeia petroleira; não dispunha igualmente de um tecido industrial de fornecedores para-petroleiros. Portanto, o desafio que ao início se colocava a empresa era de implantar atividades produtivas ao longo da cadeia petroleira e ao mesmo tempo iniciar e consolidar o processo de implantação de uma rede de fornecedores.

Nesse contexto a estratégia inicialmente desenvolvida pela Petrobrás consistiu em se qualificar como um bom comprador de tecnologia externa. Essa tecnologia vinha na forma de importantes projetos industriais, como eram as refinarias de petróleo, e também de serviços industriais, dirigidos à áreas de exploração-produção. O esforço tecnológico da empresa dirigiu-se para a formação de recursos humanos. Vimos que a empresa logo após sua criação constitui o CENAP, em colaboração com a Universidade do Brasil, com a finalidade principal de formação de RH.

A formação de RH tinha, na realidade, duas finalidades principais: dotar os quadros técnicos de uma capacidade de compra de tecnologia; e depois, aprimorar a capacidade operacional dos equipamentos em uso.

Mas a própria atividade de formação de recursos humanos leva, em seu bojo, um embrião de pesquisa industrial. Assim atuava dentro do CENAP um setor de pesquisa e análise que realizava tarefas de apoio à produção: testes de petróleo, análise de rochas e águas, os primeiros estudos sobre rendimento e exames para o controle de qualidade simulados em plantas pilotos (Gomes de Freitas, 1993). Em virtude da constituição de um núcleo de técnicos capacitados em desenvolver atividades de P&D, foi se consolidando, dentro da empresa, a vontade de criar um centro capaz de assumir essa função dentro da empresa. Em 1963, ainda no governo democrático, é proposta a criação de um centro de P&D na empresa. Esse centro é criado institucionalmente em 1966, passando a se chamar de Cenpes. Mas o seu verdadeiro desenvolvimento somente ocorre na década 70, quando ele é transferido para a Ilha do Fundão, dispondo a partir de então de instalações de grande porte adequadas às suas necessidades. Durante essa década o centro amplia consideravelmente o seu porte. Surgem as principais superintendências de Pesquisa Industrial (1976), Engenharia Básica (1976) e de Exploração e Produção (1979).

Porém, mesmo contando com um centro de P&D, a Petrobrás estava longe de ter alcançado uma posição que a habilitasse a inovar. De fato, embora fosse uma importante emanção do processo de aprendizagem tecnológica que se constituía dentro da empresa, o Cenpes estava longe de haver criado os elos com os departamentos operacionais que impeliriam uma sinergia suficiente entre geração e difusão de tecnologia. Na realidade, os departamentos operacionais

prosseguiam em sua própria lógica de serem bons compradores e operadores de tecnologia importada, sem sentirem necessidade de recorrer propriamente a geração interna de tecnologia.

As atividades de P&D, que se estabelecem dentro do Cenpes durante a década de 70, estão principalmente voltada para o *downstream*. As equipes que se expandem estão relacionadas à pesquisa química (Diquim), de Refino (Diter) e Petroquímica (Dipol). O setor de engenharia básica, também, orienta suas atividades para a elaboração e prestação de serviços na área de refino e petroquímica. A consolidação dessas atividades permite que a empresa melhore a sua capacidade de negociação de pacotes tecnológicos, resultando num maior domínio sobre o processo de transferência de tecnologia. Por outro lado, ela permite que o centro inicie pesquisas visando a desenvolver tecnologias de processo. Todavia, esses desenvolvimentos ocorrem em áreas marginais, como o processo de conversão álcool etílico em eteno para a álcoolquímica.

O verdadeiro entrosamento entre atividade de pesquisa e as funções operacionais somente ocorre com o deslocamento do eixo dinâmico do *downstream* para o *upstream*.

4.2 A guinada para o *upstream* partir de 1980

Durante as décadas de 80 e 90, abrangidas pela terceira e quarta etapas da trajetória, a empresa é levada a enfrentar diversos desafios, o mais importante dos quais se relaciona com o desenvolvimento da produção *offshore*.

4.2.1 A produção *offshore*

O grande salto produtivo que a empresa realizou se deu com o desenvolvimento em grande escala da produção *offshore* durante a primeira metade da década de 80. Nesse período, a produção de petróleo triplicou, passando de uma média diária de 182 mil bbl, em 1980, para 546 mil bbl, em 1985 (Tabela 24).

TABELA 24
Produção de petróleo (mil bbl/dia)

	1980	1985	1990	1992
Terra	107	154	188	n.d.
Mar	75	392	443	n.d.
Total	182	546	631	653

Fonte: Petrobrás

Os investimentos necessários para o desenvolvimento e implantação de sistemas de produção no mar costumam ser muito elevados (Giraud & Boy de la Tour, 1986). Os sistemas permanentes, constituídos por plataformas, tubulações submarinas, cabeças de poços, entre outros, envolvem investimentos da ordem de centenas de milhões de dólares. A implantação e operação desses sistemas requer que a empresa detenha um certo nível de capacitação tecnológica. Sendo a tecnologia *offshore* de fronteira, o seu desenvolvimento exige que as empresas petroleiras e para-petroleiras realizem um esforço interno em P&D, consideravelmente maior do que normalmente costumavam realizar. As empresas petroleiras dos países europeus, especialmente, foram forçadas a desenvolver internamente a engenharia básica dos sistemas de produção marítimos (Bell, 1990), uma vez que concentraram seus interesses no Mar do Norte, após o primeiro choque do petróleo.

Na Petrobrás, a prioridade dada a produção de petróleo no mar provocou um efeito semelhante. A empresa necessitou desenvolver um esforço tecnológico interno muito maior ao que realizara até então. Por conta desse, as atividades de engenharia básica se expandiram e se consolidaram dentro da empresa. Os investimento em P&D cresceram consideravelmente ao longo da década de 80, alcançando 0,7% do faturamento da empresa no final da década.

4.2.2 O salto para a inovação

O novo patamar de capacitação tecnológica não foi alcançado de forma súbita, mas resultou de um longo processo de aprendizagem e maturação. As condições necessárias para o salto tecnológico vinham sendo criadas desde o início dos anos 80, quando a empresa ampliou suas importações de tecnologia e de bens de capital permitindo que se iniciasse o processo de aprendizagem "*in house*". Quando montou os primeiros sistemas marítimos permanentes, a empresa absorveu um importante fluxo de tecnologia proveniente de agentes externos.

Na realidade, a consolidação de uma capacidade de concepção de sistemas de produção *offshore*, não emana propriamente do Cenpes. Ela surge diretamente nos departamentos operacionais. Em função da implantação de unidades de produção antecipada, desde o final da década de 70, haviam sido formados grupos de engenheiros capazes de conceber esses sistemas no Depro e no Gespa (Grupo Especial de Sistema de Produção Antecipada), que juntava técnicos de vários departamentos (Gomes de Freitas, 1993). Esses sistemas produtivos requeriam uma dose importante de criatividade das equipes brasileiras e foram o embrião dos conceitos posteriormente desenvolvidos pelo Cenpes. Com esses sistemas buscava-se antecipar a produção de campos marítimos antes que fossem implantados os sistema permanente de produção, em geral uma plataforma fixa. Os sistemas de produção antecipada eram compostos de uma ANM (árvore de natal molhada), de *risers* flexíveis, de uma monobóias e de um barco que estocava a produção. Essa produção era posteriormente encaminhada a uma plataforma de processamento que separava os diversos elementos (petróleo, gás e água) e fazia a reinjeção e

o bombeamento. A produção em base a esses sistemas atinge seu auge em 1983 (ela cresce de 2,7 mil bbl/dia em 77 para 90 mil bbl/dia em 83) (Alvarenga, 1985).

Em 1983, os diversos grupos de engenheiros, que haviam ajudado a concepção dos SPA, são integrados na Superintendência de Engenharia Básica do Cenpes. Ao mesmo tempo, se produz uma nova orientação dos investimentos da empresa. Procede-se a implantação dos sistemas de produção permanente na Bacia de Campos. Volumosos investimentos serão mobilizados com essa finalidade. A tecnologia empregada é adquirida de empresas de engenharia estrangeiras, o setor de engenharia básica incumbindo-se de fazer o desempacotamento. Esse desempacotamento é muito bem sucedido, na medida em que para a etapa seguinte, a empresa logra adquirir o domínio da capacidade de realizar o projeto básico. Os sistemas de produção permanentes implantados no Pólo Nordeste da Bacia de Campos (7 plataformas fixas entre 1986 e 1987) tiveram o projeto de engenharia básica gerado na Superintendência de Engenharia Básica do Cenpes.

Enquanto a capacitação em projeto adquirida até meados dos 80 teve por finalidade reproduzir tecnologias em uso, o desenvolvimento de sistemas de produção em águas mais profundas que 300 metros representou um desafio muito maior para a empresa. Tratava-se de uma autentica inovação. Os reservatórios gigantes, descobertos em meados da década de 80 na Bacia de Campos, boa parte em profundidades de 400 a 2000 metros, colocavam um novo desafio para a empresa. Para enfrentar esse desafio a Petrobrás devia romper com a sua estratégia anterior de desenvolvimento tecnológico. Até então, ela buscava adquirir externamente tecnologias já comprovadas internacionalmente para depois domina-las, adotando uma estratégia de empresa seguidora. Mas o desenvolvimento dos novos campos em águas profundas, de longe os maiores descobertos até então no país, oferecia uma oportunidade única para que ela optasse por soluções próprias, uma vez que essa tecnologia ainda não estava disponível internacionalmente.

A Petrobrás poderia ter optado por contratar o desenvolvimento da tecnologia necessária à exploração dos campos de águas profundas, mesmo que ela ainda não estivesse disponível. Existiam concepções novas adequadas à essas condições na prancheta de empresas de engenharia e centros de pesquisa europeus e americanos. Mas a Petrobrás fez a opção pelo desenvolvimento interno. A razão reside no domínio que ela havia adquirido na operação e concepção de sistemas semi-submersíveis de produção antecipada.

Para enfrentar o desafio da inovação, a Petrobrás criou, em 1986, um programa tecnológico o PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas), de dimensão multi-institucional, cuja meta principal era desenvolver a tecnologia para produzir petróleo até 1000 metros de profundidade. Esse programa foi, sem dúvida, uma opção da empresa que buscou consolidar uma trajetória tecnológica baseada em sistemas de produção flutuantes, iniciada anteriormente.

Desde o início da expansão das atividades na área marítima, a Petrobrás recorreu ao uso de sistemas semi-submersíveis de produção antecipada para encurtar o prazo de entrada da produção. Contudo, já na primeira metade da década de 80, a empresa começou a utilizar as plataformas semi-submersíveis, no lugar das fixas, como sistemas permanentes de produção em áreas com profundidades de água superiores a 200 metros. Essa solução apresentava custos sensivelmente inferiores a outros sistemas, a profundidades crescentes. De fato, os custos das plataformas fixas eram exponencialmente crescentes com relação a profundidade. Estas foram usadas no desenvolvimento do polo Nordeste da Bacia de Campos, onde a profundidade média era pequena (80 a 100 metros). Mas quando se tratou de implantar sistemas de produção em profundidades superiores a 200 metros a empresa recorreu ao uso de sistemas flutuantes de produção.

"Esses sistemas de produção flutuantes constam basicamente de uma unidade flutuante (semi-submersível ou navio) com facilidade de processamento e sistemas de controle, "risers" flexíveis, linhas de fluxo, árvores de natal molhadas (ANM) e "manifolds" submarinos, navio-tanque para armazenamento de óleo e sistema monobóias de escoamento. O navio-tanque e a monobóias podem ser substituídos por oleodutos". (Freire 1986, p. 66)

Havia, em 1986, onze Sistemas Flutuantes de Produção (SFP) na Bacia de Campos, os quais produziam 145.000 bbl/dia. A maciça utilização desses sistemas permitiu a Petrobrás se tornar a líder mundial nessa tecnologia. Partindo, pois, de uma tecnologia importada, a empresa começou a adapta-la às condições locais de produção e aos seus propósitos, através de um processo cumulativo de inovações incrementais. Essa tecnologia havia sido desenvolvida durante a década de 70 no Mar do Norte com a finalidade de antecipar a produção, até que fossem implantados os sistema de produção permanente. A Petrobrás percebendo as vantagens desses sistemas, como seu menor custo fixo, um tempo de implantação mais curto, seu caráter modular que permite ir acompanhando o desenvolvimento de um campo, buscou adapta-lo para a exploração permanente. Entre 1977 e 1983, foram concebidos e postos em operação 14 SPA (Sistemas de Produção Antecipada). O domínio que a empresa adquiriu sobre essa tecnologia, que exigiu o desgargalamento de certos problemas, como os de conexão, processamento e escoamento da produção, permitiu aos SPA se tornarem sistemas de produção permanentes.

Iniciando uma trajetória tecnológica original, a Petrobrás buscou introduzir aperfeiçoamentos que permitissem "esticar" o uso dos SPF para profundidades de até 400 metros. Esse domínio já havia sido logrado em meados da década de 80. A parte de *hardware* era, todavia, quase que completamente importada. As plataformas semi-submersíveis eram adquiridas do exterior; o sistema de tubulações flexíveis também⁶⁴. O que a empresa

⁶⁴ A Cofflexip que formou uma joint-venture com o Bradesco (Brasflex) iniciou suas atividades na usina de Vitória, em 1984.

desenvolveu, durante a primeira metade da década de 80, em *hardware*, em associação com os estaleiros navais nacionais, foi a capacidade de reconverter as plataformas semi-submersíveis de perfuração em plataformas de produção.

O Procap representa, de fato, uma solução de continuidade para a trajetória tecnológica que vinha sendo adotada pela Petrobrás. A estratégia tecnológica da empresa desenvolvida no quadro do Procap buscou essencialmente esticar a trajetória tecnológica dos SPF para profundidades cada vez maiores. Contudo, para adequar os SPF às condições muito mais difíceis das águas profundas, era necessário alcançar um domínio muito maior sobre essa tecnologia, tanto em *hardware* e *software*). Em *hardware*, a estratégia adotada pelo programa foi de absorver a tecnologia existente para depois redesenhá-la adicionando melhoramentos e modificações que permitissem adaptá-la às novas condições de produção. De modo que o projeto básico das plataformas semi-submersíveis, aptas a operar nos campos gigantes de Marlim e Albacora, foi adquirido de uma firma estrangeira. A Divisão de projetos básicos de exploração coordenou um programa de transferência de tecnologia, junto à empresa de engenharia sueca Gotaverken Arendal, para desenvolver uma plataforma semi-submersível de grande porte (100.000 bbl/dia). Dado que essa plataforma foi concebida originalmente para a perfuração, os técnicos da Petrobrás precisaram adaptar esse projeto básico, dando origem a plataforma Petrobrás XVIII que está sendo implantada no curso de 1994⁶⁵. Em decorrência do domínio adquirido, novas modificações foram introduzidas que permitiram definir um novo projeto próprio de plataforma concebida para as condições específicas da Bacia Campos. Esse processo de adaptação e aprimoramento permitiu que se cortassem custos da ordem de 30% (Gomes Freitas, 1993). Todavia, essa nova plataforma 100% Petrobrás, chamada de "Vitória Régia" ainda está em nível de conceito básico e a espera da retomada dos investimentos da Petrobrás.

Nessa mesma linha, no quadro do Procap, a Petrobrás vem redesenhando e aperfeiçoando um conjunto de equipamentos complementares que foram adaptados para atuar em lâminas d'água de até 1000 metros. Entre esses se destacam as ANM, os risers flexíveis, os templates manifolds⁶⁶, os sistemas de ancoragem, monoboias, etc. Como já mencionamos no item 2, o desenvolvimento da tecnologia de hardware se faz em associação com empresas de bens de capital estrangeiras. O único equipamento de porte desenvolvido em colaboração com uma empresa nacional foram os VOR (veículos de operação remota), em colaboração com a empresa de engenharia carioca Consub.

⁶⁵ Trata-se de uma plataforma semi-submersível com capacidade de produzir 100.000 bbl/dia; a maior do mundo nessa categoria.

⁶⁶ No caso dos template manifold a Petrobrás desenvolveu um projeto original para atuar em águas profundas: o Octos 1000.

Ao mesmo tempo, dentro do quadro do Procap, a estatal brasileira buscou adquirir internamente uma importante capacitação tecnológica em serviços complementares (*software*), que talvez seja um dos seus maiores trunfos da atualidade. Assim, o Cenpes desenvolveu junto ao departamento de produção a capacidade de instalar ANM, templates manifolds e risers sem recurso a mergulhadores, a grandes profundidades. Normalmente, usam-se mergulhadores para instalar cabos que permitam descer esses equipamentos com precisão até o local de produção. Como a profundidade de mergulho é limitada operacionalmente a menos 500 metros, torna-se extremamente difícil instalar esses equipamentos em profundidades superiores. Para esse fim, a Petrobrás desenvolveu um conhecimento operacional que é praticamente único no mundo de instalar ANM em grandes profundidades⁶⁷. O mesmo ocorreu com a instalação de dutos em grandes profundidades. Esse know-how foi o objeto da outorgação do prêmio da OTC (Offshore Technology Conference), em 1992. Os recordes premiados foram de instalação de ANM e de dutos a grandes profundidades.

A explicação mais lógica para que a Petrobrás adotasse essa estratégia tecnológica, baseada em inovações incrementais, é o seu menor custo e seu o menor risco. Os países desenvolvidos investiram em outras tecnologias, utilizando os SFP em poços marginais, de menor dimensão, como o faz a Shell no Mar do Norte. Para grandes profundidades, superiores a 300 metros, utilizam a tecnologia das "Tension Leg Platforms" (TLP). Essas plataformas são ancoradas por tendões rígidos presos no fundo do mar, que podem admitir algum movimento horizontal e vertical. Os sistemas de produção, baseado em TLP, permite trazer as válvulas dos poços para a superfície, o que não acontece com o sistema SFP. Trata-se, contudo, de tecnologia de custo mais alto que a desenvolvida e utilizada pela Petrobrás (Delacour, 1988).

Todavia, existem dúvidas dentro da Petrobrás quanto às possibilidades de esticar a tecnologia dos SPF para profundidades maiores que 1000 metros. Os pontos críticos são a questão da segurança associada a instalação e operação de equipamentos como a ANM, que os torna cada vez mais caros a medida em que se vai descendo para profundidades maiores. O risco de explosões na cabeça do poço ("*blow-up*"), constitui um importante desafio. Por outro lado, há o problema das conexões entre a cabeça de poço e a plataforma, principalmente, dos risers flexíveis. Estes, além de serem cada vez mais caros, a medida em que a profundidade aumenta, colocam o problema do peso que pode ser tão grande a ponto de "afundar" a plataforma semi-submersível. Uma das mais importantes soluções desenvolvidas pela empresa, no quadro do Procap, são os sistemas híbridos que permitem o uso de conexões rígidas apoiadas no solo até uma certa altura, a partir da qual são ligadas às plataformas por risers flexíveis. Esse conceito está sendo adotada na plataforma Petrobrás XVIII. Ele representa uma solução de continuidade para a estratégia de esticar a tecnologia dos SPF.

⁶⁷ O último recorde alcançado pela Petrobrás é de 1.027 metros de profundidade no poço Marlim 4 em começo de 1994.

No entanto, a Petrobrás começa a pensar em termos de descontinuidade tecnológica. No contexto do Procap, a empresa buscou dominar, em nível de projeto, tecnologias tais como a TLP e o bombeio multifásico. A TLP é uma tecnologia que é já operada em alguns sítios, competindo em profundidade com a Petrobrás. A Shell está implantando um projeto de TLP, para operar a 980 metros de profundidade, no campo de Auger, no Golfo do México. A Petrobrás ciente desses desenvolvimentos, realizou no Procap, um contrato de transferência de tecnologia com a joint-venture americano-norueguesa Fluor-GVA. Posteriormente, os técnicos do Cenpes realizaram o projeto conceptual de uma TLP para operar nas condições da Bacia de Campos, em profundidades de até 1000 metros.

A tecnologia Bombeio Multifásico se encontra ainda num estágio de experimentação. São fundamentalmente os franceses, através da coordenação do IFP, a Shell e a AGIP que estão desenvolvendo os projetos mais importantes nessa área, em cooperação com fabricantes de bens de capital. Ela prescindirá das plataformas ou, pelos menos, poderá trazê-las para águas mais rasas. Ela permitirá um melhor aproveitamento da energia dos poços, na medida em que o bombeio seja realizado desde o fundo do mar. O interesse da Petrobrás, por essa tecnologia se manifesta ao co-financiar a pesquisa de bombeio multifásico através de contratos multiclientes com a empresa escocesa Weir Pumps. A tecnologia que está sendo desenvolvida pela Weirs não corresponde aquelas dos projetos em experimentação mencionados acima.

Pode-se concluir, portanto, que a estratégia tecnológica adotada pela Petrobrás até o momento tem fortes características de país periférico, uma vez que, ao invés de optar por desenvolver sistemas novos, mais ousados, optou por aperfeiçoar a tecnologia que dominava, baseada nos sistemas semi-submersíveis de produção. Esse tipo de estratégia foi muito bem sucedida e permitiu que a empresa alcançasse a liderança mundial em águas profundas.

4.3 A Busca da Eficiência

Para por em funcionamento o desenvolvimento tecnológico que foi propiciado pelo PROCAP, a Petrobrás teve que superar uma série de dificuldades externas, dentre as quais sobressai a sua realidade financeira. A tecnologia de águas profundas requer elevados investimentos para ser utilizada. A estimativa da empresa, feita em 1990, era de investir, no desenvolvimento da produção, recursos da ordem de US\$ 12,7 bilhões, até 1995. Somente no campo de Marlim essas estimativas indicavam a necessidade de investimentos, da ordem de US\$ 7,23 bilhões, para montar oito plataformas e demais facilidades até o ano 2000.

A realidade financeira da empresa, que vinha se agravando desde a segunda metade da década de 80, não era condizente com essas metas de investimento. O faturamento da empresa caiu aproximadamente da metade, em termos reais, durante a década de 80, comprometendo

fortemente sua capacidade de investimento. Note-se que essa queda não tem origem na retração da produção mas, sim, no valor das tarifas fixadas pelo governo (ver Tabela 23 no item 3.2).

Vale a pena lembrar que uma característica importante da indústria do petróleo, inclusive no Brasil, é a sua elevada lucratividade, aspecto que lhe permite operar com base no autofinanciamento. No caso Petrobrás, o autofinanciamento girou, historicamente, em torno dos 80% (Calabi et alii, 1985). Portanto, qualquer redução na margem bruta implica em cortes nos investimentos da empresa. Esses cortes por sua vez, postergam as metas de produção e comprometem a rentabilidade da empresa, uma vez que atrasam o retorno dos investimentos em exploração já efetuados para descobrir petróleo em águas profundas. Note-se que a rentabilidade da produção na Bacia de Campos é extremamente alta, com taxas de retorno estimadas para Marlim I e Albacora II de 61,7% e 84,5%, respectivamente.

Uma tentativa para superar as dificuldades de investimento na exploração e produção foi de obter financiamento externo, emitindo papéis em praças internacionais e recorrendo ao financiamento de organizações internacionais. Esses procedimentos captaram US\$ 3,5 bilhões no mercado externo mas assim mesmo não atendem as necessidades de investimento da empresa. A intenção da empresa é de recorrer ao financiamento externo na proporção de até 30% dos investimentos.

Verifica-se, portanto que, se bem a empresa tenha avançado no domínio de tecnologia para produzir petróleo em alto mar e possua importantes reservas provadas na Bacia de Campos, não consegue maior performance produtiva por restrições de ordem financeiras.

A queda do faturamento da Petrobrás não restringiu seu impacto apenas aos investimentos, estendendo seus efeitos também aos gastos operacionais, tais como salários, materiais e serviços de terceiros. Esses gastos, tomados conjuntamente com os investimentos, caíram de US\$ 9 bilhões, em 1987, para US\$ 5 bilhões, em 1990. Por conta disso, a empresa teve que se adaptar, ou melhor, aprender a conviver num novo contexto caracterizado pela escassez de recursos.

Afora os embaraços de cunho financeiro, as crescentes pressões de natureza ambiental passaram a exigir da Petrobrás investimentos em despoluição e segurança, aumentando seus custos.

A estratégia adotada para contornar a crise financeira consistiu em procurar alcançar um maior grau de eficiência em seus processos produtivos. A busca da eficiência, que se coloca como o mais recente desafio para a Petrobrás, vem sendo lastreada pelo novo patamar tecnológico recentemente alcançado, sem o qual as perspectivas da empresa seriam muito mais limitadas.

Atribui-se, assim, à implantação da produção *offshore* a mais recente mudança de postura da empresa, a qual passou a promover a inovação em suas atividades a montante. Por conta disso, apesar dos constrangimentos financeiros, a produção de petróleo nacional vem sendo aumentada. Mas se esse aumento não acontece no ritmo em que se deu durante a primeira metade da década de 80 (ver Tabela 1 no item 2.1), ou mesmo naquele ritmo que se esperaria, tendo em vista o crescimento das reservas no país desde a segunda metade da década (Tabela 13 no item 2.3), reverte as sombrias expectativas de produção de petróleo nacional e de suposta incapacidade empresarial para contorná-la.

Não obstante as limitações externas à empresa terem impulsionado seu desempenho produtivo, este somente foi possível graças a um importante esforço na formação de recursos humanos e na incorporação de novas tecnologias. Especialmente, o esforço realizado pela Petrobrás na área de formação de recursos humanos é notável. Na área de "hardware", a modernização da empresa ocorreu essencialmente através da informatização. A capacidade computacional cresceu consideravelmente acompanhando o esforço inovador.

Essa maior capacitação tecnológica (Item 2.3) perceptível sobretudo a montante permitiu que a empresa reduzisse enormemente o custo de descoberta do novo petróleo. Com isto a empresa perfura atualmente 3 vezes menos poços que em 1985 sem, contudo, comprometer o ritmo de incorporação de novas reservas.

O aumento de eficiência verificado na atividade exploratória vem se estendendo por outras áreas da empresa, observando-se um maior ímpeto a partir de 1990. Isto se deve, em grande parte, as profundas alterações promovidas pelas políticas governamentais na questão da qualidade e da segurança industrial, como também pela necessidade de ser acordado um nova relação sociedade-empresa no que diz respeito as questões ambientais.

As mudanças de rumo da economia brasileira que se configuram a partir de um conjunto de políticas lançadas durante o governo Collor foram significativas e afetaram profundamente a Petrobrás. Não pretende-se, porém, analisar esses impactos mas, sim, indagar até que ponto influenciaram à empresa buscar uma maior eficiência em seus processos produtivos.

As propostas desenhadas na PICE (Política Industrial e de Comércio Exterior) e no PBQP (Plano Brasileiro de Qualidade e Produtividade) e outras séries de medidas paralelas que dizem respeito às estatais (redução do número de funcionários, terceirização, entre outras)⁶⁸ mudaram bastante a forma de atuação da Petrobrás, resultando em considerável diminuição em seus custos.

Nas atividades de perfuração foi adotada uma estratégia de contratação de serviços de terceiros, que permitiu diminuir os custos principalmente na área marítima (ver item 2.2). No

⁶⁸ O número de funcionários da empresa caiu entre 1989 e 1992 de mais de 20%.

setor de compra de equipamentos e materiais, foram aumentadas as importações, rompendo com uma tradição de aquisições no mercado nacional (ver item 2.3.5). Essa nova estratégia permitiu uma substancial redução dos custos de investimento. Na produção, a terceirização e o domínio de novos métodos permitiram também substanciais reduções de custo para a empresa.

As demandas de cunho ambiental foram outro fator externo que atuou decisivamente no sentido de induzir a Petrobrás a buscar maior eficiência. As pressões recebidas pela empresa para aprimorar a qualidade e segurança nos processos e nos produtos, a fim de se adequar a exigências ambientais, têm resultado em ganhos de eficiência e, conseqüentemente, também em redução de custos.

A estratégia adotada pela empresa para responder às demandas ambientais consistiu em centralizar numa só instância a coordenação das atividades de segurança, meio ambiente e qualidade, e de promover uma maior responsabilidade ao nível individual pelas ações pertinentes. A par dessa estratégia, também os gastos da Petrobrás relativos ao meio ambiente vêm sendo consideravelmente aumentados. Graças a esses, e também a capacitação tecnológica que alcançou, a Petrobrás tem conseguido melhorar seu desempenho ambiental.

4.4 Conclusão sobre a trajetória tecnológica da Petrobrás

A aprendizagem tecnológica é um processo de natureza cumulativa, que ocorre fundamentalmente dentro da empresa e nos canais de relacionamento com atores externos. Não obstante, embora a trajetória tecnológica da Petrobrás tenha importantes determinantes internos, ela evolui através de uma interação permanente com o ambiente externo. No caso da Petrobrás, as mudanças do macro-ambiente externo (evolução da economia brasileira, oportunidades geológicas) impuseram-lhe desafios que ao nosso entender impulsionaram o seu processo de aprendizagem tecnológica. Nesse sentido, nos distanciamos da tese que considera a trajetória tecnológica como resultando, fundamentalmente, da dinâmica endógena do processo de aprendizagem; e, também, da que afirma que essa dinâmica siga uma sequência natural.

Diversos autores tem postulado a existência de etapas sucessivas no processo de aprendizagem (Lall 1984, Bell 1984, Katz 1987), e que em certas condições as empresas de países em desenvolvimento seguem uma sequência natural no processo de aprendizagem. Katz (1987) foi o autor que melhor se estendeu a respeito. Baseando-se em vastos estudos empíricos sobre a indústria latino-americana esse autor afirma que as empresas possuem uma estratégia de busca tecnológica endógenamente determinada.

"Industry and Individual firm studies seem to indicate that an 'evolutionary sequence' tends to prevail as far as 'in-house' technological search efforts are concerned. Such sequence appears to begin with search efforts in the area of product design, being followed later on by search activities concerned with production process. Third in the sequence, and in many cases a good number of years after the previous two, production planning and industrial engineering search efforts seems to appear. The above mentioned sequence seems to be significantly affected both by micro and macro variables, as we shall presently see." (Katz, 1984, p. 39)

O conceito de trajetória tecnológica nos coloca certas indagações, que precisam ser melhor elucidadas. A capacidade tecnológica adquirida pela empresa comporta diversos níveis de complexidade dependendo do grau de profundidade do processo de aprendizagem. Este, que é de natureza cumulativa, tende a começar nos níveis menos difíceis para ir se aprofundando nos níveis mais complexos. Porém, essas constatações não nos levam necessariamente a concluir que existe de uma sequência padrão no processo de aprendizagem. Podem ocorrer importantes irregularidades, que resultam de particularidades da trajetória de cada empresa. Assim, uma empresa pode ter adquirido a capacidade de inovar, em uma área determinada, e possuir importantes falhas no nível da capacidade operacional, que em princípio deveria preceder-lhe. E mais, as irregularidades observadas no processo de aprendizagem, muitas vezes, são tributárias de estímulos e mecanismos de seleção externos.

Apesar do processo de aprendizagem ter uma dinâmica cumulativa ele não conduz necessariamente a empresa a ser inovadora. Nem todas as firmas inovam necessariamente. Que fatores determinam que uma empresa busque a inovação tecnológica? E que peso tem especificamente os fatores de natureza externa?

Katz (1987) enfatiza a importância de fatores macro-econômicos externos para a evolução da empresa, sem que seja possível, no entanto, saber que fatores especificamente a induzem a ser inovadora. O fator mais avançado pela literatura, para explicar porque, em certos países, as empresas são mais inovadoras que em outros, é o ambiente competitivo (Bell, 1984; Katz, 1987). Todavia, essa tese é controvertida. Certos autores contrapõe exemplos concretos de países, como o Japão e a Coreia do Sul, onde o Estado restringiu a concorrência para estimular o desenvolvimento tecnológico das empresas (Fransman, 1986). Ademais colocando-se numa perspectiva evolucionista, a concorrência não explica porque certas empresas são mais inovativas que outras. Ela explica apenas que as empresas mais inovadoras são selecionadas pelo mercado, quando esse mecanismo de seleção externa funciona nessa direção.

A velocidade de deslocamento da fronteira tecnológica constitui outro fator normalmente avançado. Katz (1987) coloca que quanto menor é essa velocidade, ou seja, mais madura é a tecnologia, e maiores são as possibilidades para que empresas de países do terceiro mundo realizem um *catching up*.

No nosso entender a importância dos fatores externos deve ser abordada no quadro específico de cada setor. O caso da Petrobrás é ilustrativo sobre a forma como determinados fatores, bastante específicos ao contexto da indústria do petróleo e a situação da economia brasileira, foram determinantes para induzir, a empresa, a aumentar o seu grau de capacitação tecnológica.

Mudanças do ambiente externo, como os altos preços do petróleo no mercado internacional no limiar dos anos 80, obrigaram a Petrobrás a reduzir a ênfase na diversificação, em petroquímica e em fertilizantes, e a buscar uma maior verticalização, a montante, de suas atividades. Essa passagem da prioridade de expansão do *downstream* para o *upstream* foi impulsionada pela definição de substâncias reservas na plataforma marítima.

A produção *offshore*, por sua vez, exigiu que a empresa desse um grande salto, em termos de capacitação tecnológica, ao requerer o domínio de tecnologias mais complexas, de maior custo e muitas vezes ainda em desenvolvimento. A Petrobrás soube escolher certas tecnologias de produção marítima, baseada nos SPF, a partir das quais definiu rotinas produtivas e certas rotas para a aprendizagem tecnológica que foram muito bem sucedidas.

O progressivo deslocamento das descobertas de petróleo para lâminas d'água cada vez mais profundas foi, também, outro importante fator externo que conformou a trajetória de desenvolvimento tecnológico da Petrobrás, obrigando-a a adotar uma postura mais ousada, em termos de inovação, para expandir a produção. Em decorrência, os esforços em desenvolvimento tecnológico interno foram intensificados, tomando a forma de maiores gastos em P&D, em formação de recursos humanos e em informatização.

O processo de aprendizagem atingiu seu ápice quando a empresa alcançou a capacidade de inovar, marco que se estabelece com os resultados do PROCAP. Esse programa representou uma mutação organizacional para a empresa. O centro de P&D, que continuava externo aos esforços dos departamentos operacionais, tornou-se o ferro de lança do processo de inovação. A passagem a esse estágio requereu uma transformação organizacional cujo resultado foi uma intensificação dos laços de cooperação entre centro de P&D e departamentos operacionais.

Essa capacidade tecnológica, entretanto, não ficou limitada apenas às áreas de exploração e produção, onde tiveram origem. Muito pelo contrário, vem se espraiando ao conjunto da empresa, permitindo-lhe responder criativamente às crescentes dificuldades provocadas por um ambiente externo em permanente evolução.

De fato, a queda do faturamento da Petrobrás, motivada por tarifas irreais fixadas pelo governo, a necessidade de se ajustar à política industrial e de comércio exterior vigente a partir do governo Collor, e os custos para adequar os processos produtivos aos requisitos ambientais, colocam à empresa um novo desafio também de natureza externa. A resposta, dada pela empresa, consistiu em buscar um patamar mais alto de eficiência. Esse novo patamar,

pode-se dizer, vem sendo construído ao serem ampliadas as reservas de petróleo do país e ao ser mantido o nível de produção, num contexto de investimentos decrescentes. Credita-se à empresa uma recente e substancial redução em seus custos, a qual somente vem sendo possível, nessas condições, devido à sua elevada capacitação tecnológica.

O conjunto e a sequência de chegada desses acontecimentos explicam em boa medida a forma da trajetória tecnológica da Petrobrás. Todavia, nossa conclusão não coloca em questão, de forma alguma, a natureza cumulativa e idiossincrática do processo de aprendizagem sobre o qual está embasada essa trajetória. Somente ressaltamos que esse processo pode ter múltiplas formas. Essa variedade já havia sido enfatizada por autores como Nelson e Winter (1974) que mencionam, na construção do modelo evolucionista, a existência de uma grande diversidade das rotinas de busca tecnológicas, entre as empresas. No entanto, esses autores enfatizam fundamentalmente os elementos endógenos para explicar essa diversidade. Mas ao lado dessa diversidade endógena, temos, também, uma diversidade provocada por acontecimentos particulares ocorridos no ambiente externo das empresas. Esses acontecimentos, pelo seu poder de influência, podem vir a se tornar importantes fatores que explicam deslocamentos na trajetória da empresa.

5. CONCLUSÃO : POLÍTICAS PÚBLICAS E CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO.

O estudo da experiência da Petrobrás nos permitiu elucidar alguns pontos importantes sobre a natureza do progresso técnico no setor industrial em países periféricos:

1) Vimos que a trajetória tecnológica da Petrobrás baseou-se num processo de aprendizagem tecnológica apoiado em inovações incrementais. Esse ponto já havia sido bastante explorado pela literatura existente sobre progresso técnico em países periféricos (Katz, Lall, Bell, Fransman) e não constitui uma novidade em si. Porém, a contribuição desse estudo, para o debate sobre inovação, consistiu em mostrar que uma empresa de país de Terceiro Mundo pode alcançar a fronteira tecnológica⁶⁹, a partir de uma trajetória de natureza incremental, sem se apoiar em grandes descontinuidades provocadas por inovações radicais. Isto numa atividade onde ocorrem importantes avanços tecnológicos para a indústria petroleira.

2) As razões que levaram a Petrobrás a alcançar a fronteira tecnológica residem na própria natureza da tecnologia offshore. O desenvolvimento dessa tecnologia depende em grande parte de um esforço de adaptação de conceitos básicos às condições específicas de produção de uma região e campo petrolífero. De modo que não existe uma tecnologia offshore igual em todo o mundo. O desenvolvimento dessa tecnologia depende de sua aplicação. No Brasil, a dimensão das descobertas feitas na Bacia de Campos e as condições específicas de produção dessa região ofereceram oportunidades sem igual no mundo para que a Petrobrás pudesse cortar caminho, através de uma trajetória tecnológica baseada em inovações incrementais, e ultrapassasse países industrializados num terreno onde estes estavam mobilizando volumosos recursos. Esse exemplo tende a mostrar que existem, em condições específicas das trajetórias tecnológicas setoriais, oportunidades para que empresas de países periféricos alcancem uma posição de destaque na fronteira tecnológica internacional. Essa conclusão do estudo não válida de modo algum os defensores da tese do *caching up* (Perez & Soete, 1988), pois o que se valoriza, em nossa abordagem, é o processo cumulativo de aprendizagem tecnológica, ao passo que esses autores dão uma ênfase excessiva à descontinuidade provocada pela emergência de um novo paradigma tecnológico.

3) O estudo de caso da Petrobrás nos mostrou que o processo de aprendizagem tecnológica teve como pilar central o esforço na formação de recursos humanos, uma política que surge a partir da fundação da Petrobrás. A implantação das atividades de P&D nessa empresa são uma

⁶⁹ Embora o conceito de fronteira tecnológica esteja sujeito a controvérsia, nós o definimos como sendo o melhor desempenho de um sistema de produção, em nível internacional. Assim o fato que a Petrobrás seja a empresa que produz petróleo a maiores profundidades no mundo, a posiciona com estando no topo da fronteira tecnológica.

decorrência lógica desse esforço. Mais recentemente, a adoção e difusão das tecnologias da informação teve um papel fundamental no salto de produtividade das atividades a montante. Importantes mudanças organizacionais permitiram que se criasse uma sinergia muito mais importante entre o centro de P&D e os departamentos operacionais, condição essencial para que a empresa passasse do estágio de compradora e operadora qualificada àquele de inovadora.

4) A capacitação tecnológica da Petrobrás, que analisamos num item específico, é, ainda, desequilibrada. Essa empresa é muito mais capacitada a montante do que a jusante. Os desequilíbrios da sua capacitação tecnológica se devem, em grande medida, aos condicionantes externos, que limitam o volume de investimentos e priorizam o aumento da produção de petróleo bruto. O ambiente no qual a trajetória tecnológica da empresa se desenvolve é fortemente responsável por esse desequilíbrio.

5) A capacitação tecnológica da empresa não depende apenas de si própria, mas de um vasto conjunto de atores que atuam complementarmente a ela. Isto é tanto mais verdade para a indústria do petróleo, na qual parte importante do conhecimento tecnológico é detido por fornecedores especializados. A empresa atuou num duplo sentido, em primeiro lugar, buscou internalizar parte das atividades que eram adquiridas normalmente junto a fornecedores estrangeiros, como meio de incrementar sua própria capacitação tecnológica. Mas essa estratégia tinha limites óbvios, em virtude dos custos crescentes que engendrava. Em segundo lugar, ela buscou criar as condições para que surgisse uma rede de fornecedores nacionais. Seus esforços, para que a indústria de bens de capital brasileira se consolidasse, datam da década de 50. Mais recentemente sob o impulso da produção offshore, a Petrobrás implantou um sistema de controle de qualidade dos principais insumos e equipamentos que fez escola no Brasil, que permitiu aos seus fornecedores de melhorarem consideravelmente a qualidade de seus produtos. A política de consolidação de atores nacionais externos não se ateve apenas à indústria para-petroleira. A Petrobrás buscou, no intuito de melhorar o nível de formação de seus recursos humanos mais qualificados, consolidar diversos cursos de pós-graduação associados ao petróleo, nas universidades brasileiras. No campo da P&D, ela fomentou institutos de pesquisas, universidades e empresas. Essa rede relacionamentos externos, que constitui um verdadeiro embrião de sistema de inovação, extrapola as fronteiras nacionais quando a empresa não encontra interlocutores válidos locais. Nesse contexto, a empresa, além da tradicional transferência de tecnologia, realiza acordos de cooperação tecnológica com organismos estrangeiros de diversas naturezas.

6) A questão fundamental colocada por este trabalho foi indagar que papel as políticas governamentais desempenharam no processo de aprendizagem tecnológica da empresa e na constituição de um sistema nacional de inovação. Nossa conclusão é que esse papel foi praticamente nulo, se considerarmos a empresa como estando fora do governo. Na realidade, a

empresa estatal é dotada de uma forte autonomia em relação aos órgãos de tutela, e determina quase sozinha a política setorial. A relação com o Governo se dá fundamentalmente no conflito em torno da repartição da renda do petróleo. Essa fraqueza do Governo, em elaborar políticas industriais, num setor tão estratégico, é um ponto importante a ser levantado quando se pensa no futuro institucional da indústria do petróleo no país.

COMPARAÇÃO DAS EXPERIÊNCIAS FRANCESA e BRASILEIRA

1. INTRODUÇÃO

Após a análise de cada uma das experiências nacionais, algumas dúvidas ainda persistem a respeito do papel das políticas públicas na capacitação tecnológica das empresas e na formação de sistemas nacionais de inovação. O exemplo francês demonstra a importância de determinadas políticas públicas para criar organizações capazes de inovar e, também, para facilitar articulação delas entre si. Todavia, o exemplo brasileiro tende a indicar que, mesmo na ausência de políticas públicas tão elaboradas, quando uma empresa estatal atribui para si uma gama muita de diversificada de tarefas, que no outro caso são assumidas por uma maior variedade de organizações, é possível adquirir uma posição de destaque no plano da inovação. Evidentemente, essa última constatação é por demais simplista; ela não leva em consideração as grandes diferenças de oportunidades que existem entre os dois casos. Veremos que a grande vantagem da Petrobrás reside, em grande medida, no fato de dispor de importantes reservas com possibilidades de retorno muito mais alta que as duas empresas francesas.

Neste capítulo, faremos uma comparação dos dois sistemas nacionais de inovação. Essa comparação comporta dois níveis: dos atores e das políticas. A comparação dos atores se subdivide também numa contraposição do desempenho produtivo das duas empresas nacionais francesas com a estatal brasileira e numa contraposição do esforço em P&D e de formação de recursos humanos entre cada um dos sistemas nacionais de inovação. A comparação das políticas também tentará fazer uma contraposição entre cada um dos padrões nacionais.

2. COMPARAÇÃO DAS EMPRESAS E DOS SISTEMAS DE INOVAÇÃO

A comparação entre a Petrobrás e as duas companhias petroleiras francesas (Elf e Total) não constitui uma tarefa fácil, pois o tipo de atividade e o contexto de atuação de cada uma dessas empresas é bastante diferenciado. A Petrobrás tem o monopólio da atividade petroleira no Brasil, salvo na distribuição, onde divide essa atividade com empresas multinacionais e nacionais. A Petrobrás S.A., sobre cujo desempenho se centra nosso estudo, compreende somente as atividades do monopólio. A diversificação da empresa para o exterior (Braspetro), a distribuição (BR), a Petroquímica (Petroquisa) e o campo dos fertilizantes (Petrofertil) ocorre por meio de filiais. Já no caso francês, a semelhança do que acontece em países ricos, não existe monopólio em nenhuma etapa das etapas da cadeia petroleira. Lidamos de maneira geral com grupos industriais extremamente diversificados, que na distribuição funcionam como *tradings companies* de petróleo bruto e derivados, e, além do mais, tem uma presença marcada fora da cadeia petroleira dentro da indústria química, de mineração e até farmacêutica. Além

desses fatos marcantes, os grupos franceses são internacionalizados na etapa da produção e, em menor medida, nas etapas do refino e da distribuição.

Nossa comparação ater-se-á, fundamentalmente, às atividades desenvolvidas ao longo da cadeia petroleira. Nesse campo, as divergências entre os dois grupos franceses e a Petrobrás se situam no grau de internacionalização dos primeiros. Total, o mais antigo dos grupos franceses, não dispõe de nenhuma atividade produtiva a montante localizada em território francês, enquanto Elf produz apenas 4,2% do petróleo e 23% do gás natural dentro do espaço nacional. Uma interpretação desse fenômeno já foi feita na primeira parte desse estudo quando realizamos uma análise da trajetória dos dois grupos franceses. Ainda assim, a participação da produção nacional é relativamente reduzida mesmo para o grupo Elf. A sua maior descoberta em território francês, o reservatório de gás natural de Lacq, está com sua produção declinante há mais de uma década. Portanto, a característica fundamental dos dois grupos petroleiros franceses reside na forte internacionalização do *upstream*. Já a Petrobrás está numa situação praticamente oposta. A produção de sua filial Braspetro no exterior equivale, se somada a produção nacional, a 7,5% do total, em 1992. A forte vocação da Petrobrás pela produção nacional, a qual certamente está ligada a sua missão de assegurar o abastecimento do mercado brasileiro, representa um traço característico importante. A Elf, em sua origem, tinha propósitos semelhantes, porém o território francês não ofereceu as mesmas oportunidades que o brasileiro.

No *downstream*, a situação também diverge bastante entre os dois países, embora as diferenças sejam menos profundas. Os dois grupos franceses possuem um parque de refino centrado sobre o território francês, mas com fortes implantações no exterior. Total possui um maior número de refinarias no exterior, com uma forte presença na Europa Ocidental e nos Estados Unidos, por tratar-se de uma companhia petroleira que desde muito cedo privilegiou o crescimento para o *downstream* e a internacionalização dessa atividade (Tabela 1). A presença do grupo Total no exterior é ainda mais forte na etapa de distribuição. Já Elf desenvolveu uma política mais recente de internacionalização no *downstream*. A Petrobrás, por seu lado, apresenta um perfil muito diferente, ao não dispor de nenhuma unidade de refino no exterior, e ao monopolizar essa atividade em solo brasileiro.

A atividade de distribuição é muito importante para os dois grupos franceses, que distribuem um volume bem superior de derivados ao que refinam (Tabela 1). Essa característica se encontra invertida no caso brasileiro, sendo que a BR Distribuidora comercializa aproximadamente 1/4 do volume total de derivados consumidos no Brasil. Os grupos franceses dispõe também de importantes *tradings* para a compra de bruto e de derivados, que operam com volumes bem superiores às necessidades próprias, constituindo-se em si num campo importante de atividade. No caso brasileiro, essa atividade se restringe essencialmente à compra de bruto e derivados necessários ao consumo nacional, ao passo que

no caso francês a atividades das *tradings* se destina, em grande medida, a venda para terceiros (50% para Total e 77,5% no caso de Elf)

Existem algumas diferenças importantes no que diz respeito a proporcionalidade entre o *upstream* e o *downstream*. Cada empresa apresenta, desse feito, uma relação diferente entre essas duas atividades. Enquanto a Petrobrás e Total são empresas menos verticalizadas, contando com capacidades de refino bastante superiores a produção própria, a situação é diversa para Elf que possui uma estrutura equilibrada (Tabela 1).

TABELA 1

Indicadores de Reservas(*), Produção, Refino, Distribuição e Faturamento da Petrobrás, Elf e Total para 1992

	Petrobrás	Elf	Total
Reserva Total (M TEP)	617,9	487,5	493,8
Petróleo e LGN (M Ton)	493,2	338,1	372,8
Gás Natural (bilhões de M3)	136,7	179,2	178,0
Produção Total (M TEP)	39,007	40,041	31,529
Petróleo e LGN (M ton)	32,650	28,550	22,500
Gás Natural (bilhões de M3)	6,971	12,600	9,900
Capacidade de Refino - Total (M ton)	74,602	26,215	43,814
- no país (M Ton)	74,602	20,725	23,084
Distribuição (M Ton)	15.625**	37,000	61,600
Venda das Tradings (M Ton)	n.d.	89,000	78,100
Faturamento (MM Fr)	77,3	200,5	136,6

(*) inclui petróleo e gás natural

(**) BR Distribuidora

Fonte: Petrobrás, Elf e Total.

Esses elementos nos ajudam a entender as diferenças estruturais que existem entre cada uma dessas empresas, e principalmente aquelas que distinguem os dois grupos franceses da empresa brasileira. Enquanto os dois grupos franceses atuam como grandes empresas internacionais do petróleo, a empresa brasileira encontra sua principal razão de ser no controle do subsolo e do mercado brasileiro, através do monopólio. As características dos grupos franceses se devem a particularidades da trajetória histórica de cada um deles, ao invés que a Petrobrás se inscreve diretamente no contexto da indústria do petróleo no Brasil.

2.1 Exploração-Produção

A primeira comparação, que podemos fazer entre as empresas, se situa no nível da atividade exploratória. As reservas provadas da Petrobrás são superiores àquelas dos dois grupos franceses, tomados separadamente (Tabela 1). O maior volume de reservas da empresa brasileira se deve fundamentalmente às grandes oportunidades abertas pelas descobertas de petróleo submarino, no Brasil. A empresa brasileira, graças ao conhecimento geológico acumulado e ao domínio das técnicas de exploração submarinas, dispõe de uma grande vantagem sobre as duas empresas francesas em termos de capacidade de adicionar novas reservas. Com efeito, mesmo mobilizando um volume bastante limitado de investimentos, essa empresa tem logrado aumentar de maneira contundente o volume de reservas no período recente. O custo de reposição das reservas é bem inferior, para a empresa brasileira, ao das duas francesas (Tabela 2). Esse custo, medido ano a ano reduziu-se de 3,5 a 1,5 US\$/bep, para a empresa brasileira, enquanto ele se situava na faixa de 3,1 a 11,7 US\$/bep, no caso francês.

Tabela 2

Reservas Adicionais, Investimento em Exploração e Produção e Custo de Reposição das Reservas em 1990, 1991 e 1992 de Petrobrás, Elf e Total.

		1990	1991	1992
Reservas Adicionais (M bbl)	Petrobrás	334,11	658,19	1.137,12
	Elf	765,04	488,66	350,4
	Total	246,50	363,42	361,56
Investimento Expl-Prod. (M US\$ 1992)	Petrobrás	1.184,5	1.280	1.639
	Elf	2.414	5.727	3.230
	Total	1.191,3	1.344,6	1.259,7
Custo de Rep. (US\$ 92/bbl)	Petrobrás	3,54	1,94	1,44
	Elf	3,15	11,72	9,21
	Total	4,83	3,70	3,48

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás, Elf e Total

A situação de Elf é bastante anômala, pois esse custo elevou-se de 3,15 para aproximadamente 10 US\$/bep, demonstrando uma certa deterioração da situação do grupo. A estratégia de compra de empresas petroleiras, principalmente das atividades da Occidental no Mar do Norte, é em grande parte responsável pela expansão dos investimentos e das reservas em 1991. Já Total apresenta uma tendência inversa, pois esse grupo industrial tem logrado aumentar o ritmo de expansão de suas reservas nos últimos anos, mantendo-se numa faixa de custo relativamente baixa. Essa situação do grupo Total reflete importantes descobertas de gás natural realizadas na Indonésia, onde o grupo opera tradicionalmente.

O aumento de custo de reposição das reservas adicionais, que ocorreu com Elf, parece se enquadrar numa tendência geral da indústria do petróleo. De fato, o custo médio de reposição teria aumentado em escala internacional de 4,10 US\$/bep, em 1991, para entre 6,07 e 6,35 US\$/bep, em 1992 (Direction des Hydrocarbures, 1993). Nesse contexto, a evolução inversa da Petrobrás é ainda mais destacável, e indica um dos principais pontos fortes dessa empresa.

Uma comparação mais detalhada das atividades das três empresas é uma tarefa complexa. Total possui importantes peculiaridades. Essa empresa dispõe de importantes reservas no Oriente Médio, em regime de concessão, a um custo de produção muito baixo (aproximadamente de 1 US\$ por barril). Porém o lucro obtido a partir da exploração dessas reservas é fixado a 1 US\$ por barril. As reservas do Oriente Médio, aproximadamente 56% do total da empresa, são responsáveis por dois terços da produção de petróleo bruto do grupo. Por essa razão e por ser por tempo limitado, essas concessões não implicam em novos investimentos do grupo. Estes se destinam essencialmente para fora do Oriente Médio. Nesse contexto, o número de poços perfurados por Total, em 1992, se limitava a 51, um número pequeno quando comparados aos 385 que a Petrobrás perfurou, no mesmo ano.

A situação de Elf é mais próxima da empresa brasileira. Essa empresa é responsável, em grande medida, pelo bruto que produz, realizando poucas associações com outras empresas petroleiras. Elf possui outros importantes pontos comuns com a Petrobrás, como sua vocação para a produção marítima, cuja proporção se estabelece em 70% do total, à semelhança da empresa brasileira. No entanto, essa vocação marítima da empresa francesa requer um esforço relativamente maior, no plano da exploração e da produção, que o da empresa brasileira, principalmente no período recente. Os recursos, alocados por Elf à atividade exploratória, eram de US\$ 900 milhões e, ao desenvolvimento, de US\$ 2.254 milhões, em 1992. Já, para esse mesmo ano, a Petrobrás investiu US\$ 690 milhões, em exploração, e US\$ 1.000 milhões, em desenvolvimento da produção.

Uma comparação de indicadores físicos da atividade de perfuração nos delinea um panorama diverso. Percebe-se que a Petrobrás perfura um número muito maior de poços que Elf (Tabela 3). Em número de quilômetros perfurados, a diferença entre as duas empresas é substancialmente menor mas se mantém. Na realidade, existe uma diferença importante de perfil dessa atividade entre as duas empresas. Elf é uma empresa que atua predominantemente no mar, aproximadamente 55% dos poços perfurados, enquanto a Petrobrás perfura muito mais em terra, aproximadamente 80% dos poços. O número de poços perfurados no mar por Elf (108 em 1991) era mais do que duas vezes superior ao da Petrobrás (48). Dado que o custo de perfuração no mar é bem superior ao que é verificado em terra, temos uma explicação bastante plausível para o diferencial de custo que existe entre as duas empresas.

Tabela 3

Número de Poços Perfurados, Quilômetros perfurados e a Relação Reservas Adicionais e Poços Perfurados para a Petrobrás e Elf.

	1989		1990		1991		1992	
	Pbr	Elf	Pbr	Elf	Pbr	Elf	Pbr	Elf
Nº de Poços	582	152	407	187	364	197	385	146
Km perf.	n.d.	369,5	593,4	433,5	559,6	411	609,0	n.d.
RA/Nº Poços (M bep)	0,45	3,94	0,82	4,09	1,81	2,48	3,01	2,4

obs: as reservas adicionais não incluem as aquisições

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Elf e Petrobrás

A comparação dos indicadores físicos nos indica que a Petrobrás se caracteriza por investir bastante, em terra, em comparação com a sua dotação em reservas, as quais se encontram preponderantemente no mar. De fato, essa empresa detém 80% de suas reservas no mar, embora ela só perfure 20% de seus poços. Essa diferença se justifica, parcialmente, pelo menor custo do metro perfurado em terra. Todavia, o sucesso que ela obtém no mar é destacável, e compensa o menor retorno de seus investimentos em terra.

A maior proporção de poços perfurados, em terra, pela Petrobrás explica porque existe um importante diferencial no rendimento da atividade de perfuração entre as duas empresas, medido através da relação das reservas adicionais sobre o número de poços perfurados. Em 1989, o rendimento da empresa francesa era praticamente 9 vezes superior (Tabela 3). No entanto, a intensificação do volume de descobertas feitas mais recentemente pela empresa brasileira, associada a uma certa degradação do rendimento de Elf, faz com que a Petrobrás tenha ultrapassado a empresa francesa.

O desempenho superior da empresa brasileira, também, se verifica quando comparamos os recursos alocados ao desenvolvimento da produção. A relação entre o que cada empresa investe anualmente, para desenvolver novos campos, e o nível da produção, no mesmo ano, mostra que a Petrobrás apresenta um custo bem inferior por barril, quando comparado ao de Elf (Tabela 4). Esse indicador é tão mais pertinente que a Petrobrás está aumentando sua relação produção/reserva, a qual se situa num patamar superior ao de Elf (15,8 anos contra 12,17).

Tabela 4

Investimentos em Desenvolvimento, Produção de Petróleo e Gás Natural e Ratio entre Custo de Desenvolvimento e Produção.

	1990		1991		1992	
	Elf	Pbr	Elf	Pbr	Elf	Pbr
Desenvolvimento (US\$ 92)	1.080	608	2.047	699	2.254	998
Produção (M bep)	267,18	269,77	278,86	277,68	285,43	282,16
Ratio (US\$ 92/bep)	4,04	2,25	7,37	2,51	7,89	3,53

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Elf e Petrobrás.

A rápida análise comparativa das atividades a montante, que aprofundamos um pouco mais para a Petrobrás e a Elf, demonstra uma incontestável superioridade dos indicadores da empresa brasileira. Essa superioridade, no entanto, não deve ser mal interpretada. Ela não indica uma avanço tecnológico da Petrobrás sobre Elf, senão pelo monopólio que a empresa brasileira, detém sobre jazidas particularmente promissoras. Outrossim, a Petrobrás soube desenvolver a tecnológica adequada a valorização dessas jazidas. Essa situação coloca a empresa brasileira numa posição bastante vantajosa dentro do cenário internacional.

2.2 Refino

Em refino, a situação das três empresas difere bastante da que analisamos anteriormente. A Petrobrás possui um parque de refino de porte superior a soma das duas empresas francesas (Tabela 5); ela tem, por conseguinte, um maior desequilíbrio entre produção e refino que as duas empresas francesas. A relação entre extração e processamento de petróleo bruto é de 55%, no caso da Petrobrás. O grupo Total apresenta uma relação um pouco superior, de 61,4%, ao passo que Elf tem uma relação inversa, pois a capacidade de refino do grupo é um pouco inferior a sua produção de bruto.

Tabela 5

Capacidade de Refino da Petrobrás, Elf e Total

	Petrobrás	Elf	Total
Destilação Atmosférica	74.602	20.725	28.635
Craqueamento Catalítico	20.249	4.850	5.264
Viscoredução	6.830	3.270	2.120
Capac. de Conversão	29,8%	28,1%	20,6%
Dessulfuração	9.322	5.180	7.540
Reforma Catalítica	1.116	2.150	3.686

Fonte: Petrobrás, Elf e Total.

O parque de refino da Petrobrás apresenta uma boa capacidade de conversão (em equivalente craqueador catalítico), que é superior a dos dois grupos franceses, sendo que Elf se situa num patamar bem superior ao de Total. A capacidade média de conversão do parque de refino francês é, no entanto, relativamente mais baixa do que nos demais países ricos da CEE⁷⁰. A capacidade de conversão brasileira é tanto mais destacável que a França reduziu consideravelmente sua capacidade de destilação primária, desde o segundo choque do petróleo, aumentando, desse modo, o coeficiente de conversão.

Embora a empresa brasileira disponha de uma boa capacidade de conversão, que tem, em parte, permitido atender às alterações da demanda para derivados médios e leves, ela carece ainda de uma capacidade adequada de dessulfuração, a qual se evidencia quando é feita uma comparação com os grupos franceses (Tabela 5). Enquanto a Petrobrás tem uma capacidade de dessulfuração, em relação a destilação, de 12,5%, essa relação é de 25%, no caso de Elf, e de 26,33%, para Total. Deve-se salientar, para agravar esse quadro, que o diesel representa apenas 23,7% do consumo de derivados na França, a ser comparados com os 37% do Brasil. Ora, esse derivado é o principal responsável pelas unidades de dessulfuração.

O atraso relativo das refinarias brasileiras, em unidades de dessulfuração, deve-se a falta investimento no *downstream*, apontada por diversas vezes neste trabalho. Existe uma clara desproporção dos investimentos, a jusante, entre os grupos franceses e a Petrobrás. O volume de investimento dessa empresa em refino, transporte e distribuição foi de US\$ 600 milhões, em 1992. Em compensação, Elf e Total investiram respectivamente nessa área US\$ 500 e 1.260 milhões, mesmo dispondo de capacidades somadas de refino inferiores a da empresa brasileira⁷¹.

2.3 Formação de Recursos Humanos

A formação de recursos humanos é uma atividade essencial para o aperfeiçoamento da capacitação tecnológica, na indústria do petróleo. As empresas dos dois países mobilizam volumosos recursos ao aprimoramento de seus empregados, no intuito de aumentar a produtividade e inovar. Uma comparação muito precisa sobre a intensidade desse esforço não é uma tarefa fácil. De fato, embora a atividade *upstream* esteja quase toda localizada no exterior, os dados que as empresas francesas publicam se referem, apenas, ao esforço realizado em território francês.

⁷⁰ Enquanto a capacidade de conversão equivalente craqueador catalítico é de 23% na França, ela é de 29% na Alemanha, 31% no Reino Unido, 27% na Itália e de 27% na Holanda (Direction des Hydrocarbures, 1993).

⁷¹ Essa comparação é complexa pois os dois grupos franceses contam com importantes atividades de distribuição cujo volume supera a atividade de refino.

Os dados sobre gastos franceses na formação de recursos humanos, sejam eles da Elf ou do conjunto do país, indicam um esforço proporcionalmente maior do que no Brasil. Assim, em 1987, a Elf investia, em território francês, 4,2% de sua massa salarial na formação de recursos humanos. Dados mais recentes para o conjunto da indústria francesa indicam uma proporção ainda maior de 4,8% (Tabela 6).

Tabela 6

Comparação dos Esforços de Formação de Recursos Humanos entre a França e o Brasil em 1992

	França	Petrobrás
Número de Empregados	23.282	51.514
Proporção de graduados	28,2%	26,3%
Esforço em Formação (US\$ mil de 1992/empregado)	46.370	27.590
Despesas em formação/massa salarial	4,8%	1,8%
Horas de formação	660.338*	500.000**
Horas de formação/empregado	28,4*	9**

(*): 1990

(**): 1991

Fonte: Petrobrás e Dhyca

A Petrobrás, por seu lado, dedica um esforço menor, tanto em termos absolutos como relativos. O volume de recursos alocados, pelo conjunto das empresas petroleiras francesas, na formação de recursos humanos é 1,7 vezes superior ao brasileiro, para um número de empregados mais de duas vezes menor. Em esforço relacionado a massa salarial, encontramos uma vantagem das empresas operando em solo francês, que é mais de duas vezes superior. Os indicadores não monetários, expressados em número de horas de formação por empregado indicam, também, uma clara superioridade do esforço de formação francês sobre o brasileiro.

O papel que exerce a Escola Nacional Superior de Petróleo e de Motores (ENSPM), associada ao IFP na França, é destacável. Essa escola forma alunos em graduação e pós-graduação, além de propiciar cursos de treinamento. O raio de atuação da ENSPM ultrapassa as fronteiras francesas. Uma proporção importante dos egressos nos cursos de graduação são estrangeiros. Essa proporção tem variado de 20 a 25% de 1985 a 1992. As áreas de ensino da ENSPM cobrem o petróleo (prospecção e geologia, desenvolvimento e exploração de jazidas, refino e engenharia e economia e gestão) e se estendem ao campo dos motores, onde o IFP tem se destacado.

2.4 A P&D

O desequilíbrio verificado no campo da formação de recursos humanos se aprofunda ainda mais quando passamos ao plano da P&D. Os gastos em P&D das empresas e dos centros de pesquisa franceses elevava-se a US\$ 490 milhões, em 1992, o que corresponde a um esforço 4,66 vezes superior ao da Petrobrás (Tabela 7). Essa diferença de magnitude mostra claramente as diferenças estruturais que existem entre um país industrial líder e um país do Terceiro Mundo, mesmo sendo este o Brasil.

Se descermos a um maior nível de detalhe e fizermos uma comparação entre o Cenpes, o centro de pesquisa da Petrobrás, e o Instituto Francês do Petróleo, que é responsável por praticamente metade do esforço de P&D francês, notamos claras diferenças nos níveis de produtividade.

Tabela 7

Comparação entre os esforços e a produção de resultados em P&D do Instituto Francês do Petróleo e do Cenpes em 1992.

	IFP	Cenpes
Despesas em P&D	242,27	106
Pessoal	1829	1585
- % de graduados	43	47,5
Artigos Publicados	400	187
Patentes Concedidas (1987-92)		
- país	102	12
- exterior	67*	12

(*) Estados Unidos unicamente

Fonte: Petrobrás e IFP

Embora, o Cenpes disponha de um quadro de pessoal de porte similar ao do IFP, com um nível de formação até mesmo superior (47,5% de graduados contra 43%), o volume de gasto do centro de pesquisa brasileiro é bastante inferior (Tabela 7). O Cenpes, apesar de ser o maior centro de pesquisa industrial do Brasil, conta com poucos meios quando comparado a um centro de pesquisa de um país avançado (quase duas vezes e meia menos gastos do que o IFP). Essas diferenças no montante dos gastos devem-se, em certa medida, aos níveis salariais franceses mais altos⁷². Mesmo assim, 44% dos gastos totais do IFP, em 1992, destinavam-se à folha salarial, enquanto essa proporção era no Cenpes de 64,1%. Portanto, mesmo contando com um nível de gasto salarial maior, o IFP dispõe de uma proporção maior de recursos para

⁷² O gasto por assalariado medido pela relação entre folha salarial/número de empregados era no Cenpes de US\$ 42.900 e de US\$ 74.108 para o IFP, por ano em 1992.

dedicar ao investimento e ao custeio. A proporção dos gastos para investimento, em relação ao total, era de 6,9% e de 42%, para custeio, ao passo que no Cenpes era de 6,6% e de 29%, respectivamente. Como podemos perceber, as maiores diferenças no padrão de gastos entre os dois centros se localizam no plano do custeio. Esses dados tendem a confirmar que o Centro de pesquisa francês tem uma maior folga para a execução de pesquisa industrial. Isto lhe permite atuar, de uma forma mais equilibrada, numa maior diversidade de áreas. Enquanto o Cenpes está bastante presente na área do *upstream*, despontando principalmente no desenvolvimento de sistemas de produção *offshore*, o IFP possui uma maior variedade de áreas de excelência, que vão, no *upstream*, desde a parte exploratória, passando pela perfuração, métodos recuperação assistida de reservatórios, sistemas de produção e estendendo-se ao campo do *downstream*, onde o Instituto é autoridade em desenvolvimento de processos de refino e petroquímicos; finalmente, não podemos deixar de mencionar a área de motores onde a presença do Instituto é cada vez mais importante.

A atividade de P&D do Cenpes deve ser enquadrada no contexto da industrialização periférica brasileira, onde as inovações de natureza incremental desempenham um papel preponderante para a mudança técnica local. Os conhecimentos científicos e tecnológicos, gerados por esse centro de pesquisa, visam adaptar ou introduzir melhoramentos nos produtos e processos existentes. Nesse contexto, o número de patentes concedidas é relativamente pequeno quando comparado a um importante Instituto público de P&D, como o IFP, ou a um laboratório de pesquisa industrial de uma grande empresa de porte semelhante a Petrobrás⁷³. Enquanto, entre 1987-92, o número de patentes concedidas anualmente à Petrobrás era em média de 12, tanto no país como no exterior; essa cifra elevava-se a 102 para o IFP na França e a 67 nos Estados Unidos (Tabela 7).

2.5 Indústria Para-petroleira

A indústria para-petroleira francesa apresenta um grau muito superior de capacitação produtiva e tecnológica que a brasileira. Pelos dados que já vimos na parte anterior desse estudo, a indústria para-petroleira francesa tinha, em 1992, um faturamento de US\$ 7,29 bilhões, enquanto estimativas otimistas para o Brasil colocam esse número em US\$ 1,8 bilhões, em 1991. Mas a diferença de porte econômico entre as duas indústrias não é o principal elemento.

⁷³ Se compararmos a Petrobrás com a Philips Petroleum, que gasta 96 milhões em P&D e tem uma proporção gastos em P&D/ vendas igual a 0,8%, ou seja a uma empresa que realiza um esforço de magnitude similar ao da Petrobrás, tanto em termos absolutos como relativos, achamos sensíveis diferenças no nível de produção de patentes. A empresa americana obteve 173 registros de patentes no ano de 1992.

A capacitação tecnológica da indústria para-petroleira francesa é, sem dúvida, seu principal atributo. Embora, essa indústria não tenha o mesmo porte e não seja tão diversificada quanto a americana, ela dispõe, hoje, uma forte capacitação em importantes nichos tecnológicos.

Entre esses nichos nos a indústria francesa desponta, temos as seguintes áreas: engenharia e construção, na qual as empresas francesas tem se destacado na concepção e desenvolvimento de sistemas de produção submarinos; prospecção geológica ; serviços para a perfuração; produção e instalação de dutos submarinos; equipamentos e serviços e mergulho; etc.

Em todas essas áreas, as empresas francesas tem demonstrado uma importante capacidade de inovação, sobretudo no que toca a tecnologia de produto. Essa capacitação tecnológica está associada ao domínio da fabricação dos equipamentos usados durante o processo produtivo ou na prestação de serviços complementares.

A situação é bastante distinta no Brasil. Em primeiro lugar, as subsidiárias de empresas multinacionais ocupam um lugar de destaque na fabricação de equipamentos e na prestação de serviços mais complexos. Por outro lado, as empresas nacionais licenciam a tecnologia de produto de empresas multinacionais, ou então dependem da "estreita" colaboração da Petrobrás para realizar certos desenvolvimentos. Em engenharia, onde o Brasil conta com importantes grupos nacionais, a parte de concepção de grandes sistemas industriais é feita pela Petrobrás ou licenciada de empresas estrangeiras. De modo geral, as empresas fabricantes de bens de capital dispõe de uma boa capacidade de fabricação e as empresas de engenharia respondem adequadamente pela engenharia de detalhe e de implantação de projetos. Porém, quando se trata de desenvolver novos produtos essas empresas devem fazer apelo a fontes externas de conhecimento.

A indústria brasileira de bens de capital possui certas dificuldades em competir em matéria de custos com fabricantes estrangeiros, o que tem se desdobrado em menores índices de nacionalização da Petrobrás, em períodos mais recentes, quando essa empresa dispôs de um maior grau de liberdade para importar equipamentos. O Brasil, embora conte com uma indústria de construção naval de porte respeitável, não possui ainda uma capacidade para fabricar a estrutura de grandes plataformas como a PET XVIII (uma semi-submersível com capacidade de produção de 100.000 bbl/dia).

2.6 Algumas Conclusões sobre a comparação França-Brasil

O quadro que traçamos anteriormente nos proporciona importantes elementos para estabelecer uma comparação entre os dois sistemas produtivos e de inovação. Os dados quantitativos sobre a atividade produtiva mostram claramente que a Petrobrás apresenta um excelente desempenho, embora disponha de recursos mais escassos para o investimento material e imaterial. Vimos que a Petrobrás, com menores volumes de investimento dedicados

às atividades de exploração e produção, apresenta bons retornos em termos de aumento do volume de reservas e da produção, quando comparada aos dois grupos petroleiros franceses.

As disparidades que existem entre os níveis de investimentos imateriais, em recursos humanos e em P&D, dos dois países, são semelhantes àquelas dos volumes de investimentos físicos. A França investe nessas atividades recursos muito superiores ao Brasil. Todavia, o estoque de capital humano brasileiro apresenta bons níveis: o índice de empregados com nível superior é mais alto no Cenpes do que no IFP e equivalente, se fizermos a comparação entre as duas indústrias.

O tipo de conhecimento científico produzido pelos dois sistemas de inovação são qualitativamente diferentes. Enquanto o sistema francês apresenta uma capacidade muito maior de gerar inovações e conhecimento científico e tecnológico codificável e formalizável, inclusive na forma de patentes, o sistema brasileiro mostra uma maior capacidade de adaptação e estiramento das tecnologias existentes, gerando uma forma de conhecimento preponderantemente tácito. Essa característica não impediu à Petrobrás de se posicionar na fronteira tecnológica internacional, no que diz respeito a concepção e instalação de sistemas de produção em águas profundas. Como pode ser explicada tal proeza? Não a creditamos a maior intensidade do esforço tecnológico brasileiro, que como pudemos ver era bem menor do que o francês. Na realidade, a resposta se situa no nível das oportunidades geológicas oferecidas pelo subsolo brasileiro, aliado a maturação do processo de aprendizagem tecnológica da Petrobrás.

O conhecimento necessário à inovação tecnológica, no *upstream*, é fundamentalmente de natureza tácita, e envolve importante esforço de adaptação às condições locais. A industrialização é crucial para viabilizar o processo de difusão da inovação. Assim, embora o sistema de inovação francês, na indústria do petróleo, dispusesse de capacitação tecnológica suficiente para realizar importantes saltos no campo da tecnologia *offshore*, o refluxo dos investimentos na indústria mundial do petróleo não permitiu que as novas concepções, desenvolvidas pelas empresas petroleiras, para-petroleiras e pelo IFP, encontrassem compradores. O mais ilustrativo exemplo é o bombeio multifásico, cuja tecnologia já foi desenvolvida ao longo da década de 80, mas que ainda não conta sequer com um único projeto de industrialização⁷⁴.

A situação da Petrobrás é praticamente inversa. Essa empresa dispõe de excelentes oportunidades, com as descobertas dos campos gigantes em águas profundas da Bacia de Campos, para industrializar a tecnologia que desenvolve em seu centro de P&D, em associação com uma grande pluralidade empresas e institutos de pesquisa. Todavia, o conhecimento tecnológico desenvolvido pela empresa não pode ser facilmente apropriado e comercializado

⁷⁴ Notícias mais recentes indicam que Total junto com Coflexip estão desenvolvendo um projeto de sistema de bombeio multifásico, que operará a 300 metros de profundidade, chamado de Nautilus.

pela empresa. A questão da apropriabilidade se coloca claramente com o grau de patenteamento de certos avanços praticados no campo da tecnologia de produto e de processo. Assim, embora a empresa tenha patenteado alguns desenvolvimentos de produtos, muito do conhecimento desenvolvido por ela está sendo apropriado pelos fabricantes estrangeiros com quem ela desenvolve essa tecnologia. Esse é o caso por exemplo dos dutos flexíveis, cujo desenvolvimento é feito por Coflexip em associação com a Petrobrás, que atua como usuário qualificado realizando uma parte da P&D de produto.

A Petrobrás também não consegue facilmente vender seu conhecimento tecnológico, enquanto operadora, para outras regiões do mundo. As tentativas feitas pela Braspetro, no Mar do Norte e no Golfo do México, não trouxeram os frutos esperados. A trajetória tecnológica, adotada pela Petrobrás para desenvolver sistemas de produção em águas profundas, não é compartilhada internacionalmente⁷⁵. Ademais para colocar em serviço uma tecnologia é preciso dispor de reservas que justifiquem o uso dessa tecnologia. Ora, a Petrobrás, ao contar com recursos limitados para atuar internacionalmente, não dispõe de grandes reservas em campos marítimos, mesmo que em associação com outras companhias petroleiras. Por outro lado, a possibilidade de atuar como uma empresa de engenharia, vendendo tecnologia à operadoras, foi descartada pela própria empresa, como sendo pouco promissora. Existe uma forte rivalidade entre empresas petroleiras. Dificilmente, uma empresa de um país líder abrirá mão da parte do desenvolvimento tecnológico para outra operadora, a menos que as empresas estejam associadas, como é o caso de Elf e Total no Mar do Norte. Nesse caso, o fato de pertencerem a um mesmo país constituiu um elemento decisivo para viabilizar esse tipo de aliança. Além do que, o importante grau de protecionismo que existe na indústria petroleira, que demonstrou ser extremamente prejudicial para o desenvolvimento da indústria francesa, é um obstáculo importante para a internacionalização baseada sobre o avanço tecnológico.

Nesse aspecto, é evidente que o monopólio da Petrobrás constitui um obstáculo ao desenvolvimento de associações com outras empresas. Para poder se associar com empresas estrangeiras no exterior de uma maneira adequada, ela teria que abrir um espaço para que essas empresas ingressassem em solo brasileiro. Todavia, existem sérias dúvidas se associações representam boas oportunidades estratégicas no *upstream*. As associações se justificam quando existem importantes riscos, ou seja, quando as empresas ainda estão na fase da localização de reservas e de desenvolvimento da tecnologia. Este não é mais o caso da Petrobrás na Bacia de Campos.

⁷⁵ A trajetória tecnológica da Petrobrás fez a opção pelos Sistemas de Produção Flutuantes (SPF). Até recentemente, as empresas petroleiras dos países desenvolvidos haviam dado preferência a tecnologia das TLP, principalmente no Golfo do México. Mais recentemente, porém, no Mar do Norte, as empresas petroleiras estão considerando cada vez mais o uso de SPF para o desenvolvimento de jazidas, de pequena e média dimensão, em águas profundas e também mais rasas (entre 200 e 400 metros).

Em resumo, o principal ativo da Petrobrás é a sua capacitação tecnológica para explorar um grande volume de reservas que estão exclusivamente sob seu controle. Transformar esse capital numa vantagem competitiva internacional não representa uma boa oportunidade de expansão para a empresa. Basta, para isso, comparar os custos de descoberta e de desenvolvimento da empresa brasileira com o de outras áreas do mundo. Conseqüentemente, o caminho do desenvolvimento das reservas brasileiras ainda representa a mais importante oportunidade de desenvolvimento dessa empresa.

3. COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS GOVERNAMENTAIS

As diferenças de padrão de política industrial, entre os dois países, são fatores determinantes na evolução das duas experiências. De fato, embora a França e o Brasil apresentem importantes semelhanças, tais como uma forte presença do Estado dentro da economia, e políticas setoriais específicas orientadas à indústria do petróleo, os dois modelos diferem grandemente entre si. No caso francês, podemos considerar que, além da criação de empresas estatais, o Estado soube se dotar de uma grande pluralidade de instrumentos que lhe permitiram levar a cabo uma política industrial, científica e tecnológica de amplo fôlego. Esse tipo de arranjo é muito mais suscetível de evoluir quando o ambiente externo se modifica. No caso brasileiro, o tipo de arranjo institucional, que se estabelece, é muito menos suscetível de evoluir, por falta de capacidade organizacional do Estado. Essa constatação fica ainda mais clara, quando abordamos a evolução institucional recente.

3.1 O padrão brasileiro de política industrial e tecnológica

Como analisamos no item dedicado a políticas governamentais, o padrão brasileiro se define pela participação preponderante das empresas estatais na conformação das políticas públicas setoriais. No caso da indústria do petróleo, esse padrão é complementado pela legislação do monopólio, acordado à Petrobrás, sobre toda a cadeia petroleira, excluindo-se a distribuição de derivados. Nesse padrão, a capacidade do governo federal em organizar e coordenar políticas setoriais através de órgãos reguladores e Ministérios de tutela é muito fraca. Vimos que isto não significa que haja ausência do governo na conduta do setor. Sua presença, como foi mencionado, é crucial para a determinação da repartição da renda do petróleo e para a fixação do nível de remuneração da atividade petroleira. Porém, esse tipo de intervenção da administração direta do governo federal não conforma, de forma alguma, um modelo desejável de política industrial setorial.

Mais recentemente o Estado brasileiro alterou esse padrão de intervenção, principalmente desde o lançamento da política de abertura econômica do Governo Collor, a qual vem tendo

continuidade nos governos subsequentes. A abertura das importações influenciou sobre a política de compra da empresa, aumentando a proporção das importações e reduzindo o preço dos equipamentos. Por outro lado, o PBQP provocou importantes mudanças na organização e na cultura da empresa.

Todavia, a PICE e o PBQP são políticas de corte horizontal, com um espectro de aplicação bastante amplo, que ultrapassa o quadro da indústria do petróleo. Elas não tem por objetivo constituir sistemas setoriais de inovação. Nesse contexto, as iniciativas que conduziram a formação de um sistema setorial de inovação, ainda que embrionário, podem ser, quase que exclusivamente, tributadas a própria iniciativa da empresa.

A Petrobrás teve um papel decisivo na formação de uma rede de instituições, que colaboram entre si com vistas a produzir e inovar. Nesse sentido, ela implantou uma política de qualificação de fornecedores locais que teve importantes desdobramentos na capacitação tecnológica da indústria de bens de capital brasileira. Essa política criou as condições para que os fornecedores participassem do esforço de inovação promovido pela empresa. No entanto, ela foi insuficiente para consolidar uma capacidade de inovação em produto desses atores que fosse compatível com as necessidades expressadas pela Petrobrás. Isto a levou a buscar interlocutores internacionais.

Paralelamente, a Petrobrás desenvolveu uma política de formação de recursos humanos em estreito relacionamento com as Universidades brasileiras. Novamente, coube a empresa estatal um papel decisivo no relacionamento com o sistema universitário brasileiro. No caso dos cursos universitários de pós-graduação, a Petrobrás mobilizou os recursos econômicos e humanos necessários à viabilização dessas atividades, nas universidades.

A criação de programas de pesquisas, plurinstitucionais, representa a terceira grande iniciativa da Petrobrás orientada para a formação de um sistema nacional de inovação. O programa de pesquisa mais importante da Petrobrás foi o Procap. Ele permitiu que a uma grande diversidade de entidades fossem mobilizadas, em torno do objetivo de dominar a tecnologia de produção em águas profundas. Como vimos anteriormente, os elos mais fracos desse sistema de inovação continuam sendo as instituições nacionais (empresas de bens de capital, universidades e institutos de pesquisa). Por isso, a presença de instituições estrangeiras é marcante nos projetos que conduzem a inovação. Porém, a empresa sempre esteve preocupada em inserir os atores nacionais dentro do seu esforço de inovação. Essa política de capacitação tecnológica de atores nacionais, contudo, está se enfraquecendo mais recentemente frente à mudança esboçada pela política governamental da PICE e da permanente pressão sobre a receita da empresa.

O governo federal também interferiu, mais recentemente, em outro ponto importante da estratégia da empresa estatal, que é a sua política de diversificação intersetorial. A Petrobrás, acompanhando o padrão internacional da indústria do petróleo, buscou se diversificar para

outros setores, principalmente para a petroquímica e os fertilizantes. O modelo adotado pela indústria petroquímica foi historicamente criticado pela sua falta consistência empresarial. Ele se baseia na constituição de uma Holding, a Petroquisa, que possui participações acionárias em diversas subsidiárias, em associação com empresas estrangeiras e nacionais, no conhecido modelo tripartite ou tripé. As participações acionárias da Petroquisa não a levaram a formar de um verdadeiro grupo econômico, com interesses sólidos na área da química. Todavia, a Petrobrás teve um papel determinante na montagem do setor petroquímico brasileiro, negociando as associações com empresas estrangeiras e, inclusive, a transferência de tecnologia. Durante a década de 80, a Petrobrás elaborou o projeto de formar, a partir do núcleo de pesquisadores articulados na Divisão de Polímeros (Dipol) do Cenpes, um centro de pesquisa petroquímica, o Centep, que daria sustento as atividades da Petroquisa e, também, do resto do setor químico (Dahab & Teixeira, 1993). Esse projeto foi abandonado, quando se consolidou, dentro do aparelho de Estado, o programa de privatização das subsidiárias do setor petroquímico. Esse programa começou a ser posto em prática, a partir do governo Collor.

A privatização das subsidiárias petroquímicas e da área de fertilizantes está comprometendo a estratégia de diversificação intersetorial da Petrobrás. A diversificação intersetorial representa uma importante oportunidade para o transvasamento da capacitação tecnológica da Petrobrás à indústria química. De fato, a indústria petroquímica, principalmente a de base, têm importantes afinidades tecnológicas com a indústria do refino. São dois ramos do setor químico muito próximos entre si. De forma que a capacitação tecnológica da Petrobrás, constituída no campo do refino, pode ser um importante ponto de partida para entrar na indústria petroquímica. Foi seguindo essa tendência que a maior parte das grandes empresas petroleiras se diversificaram na química.

Ademais, a indústria do refino e petroquímica estão associadas por estreitos laços produtivos, na medida em que a primeira produz a matéria-prima da segunda. No caso brasileiro, a nafta petroquímica é a principal matéria-prima da indústria petroquímica. Considera-se que a implantação da Petrobrás na petroquímica de primeira e segunda geração foi um fator compensador determinante para que ela tolerasse a política de preços baixos da nafta. Essa política foi favorável à expansão da indústria petroquímica de segunda e terceira geração, no Brasil.

Os interesses da Petrobrás no setor químico não se restringem apenas a uma diversificação a jusante, ou seja, a uma verticalização de suas atividades. A indústria química produz importantes insumos para a indústria de refino, entre os quais se destacam os catalisadores. A Petrobrás criou uma subsidiária, a Companhia Carioca de Catalisadores que é uma *joint-*

venture da Petrobrás com a Akzo holandesa e a Oxitenos do Nordeste⁷⁶. Essa empresa, embora tenha licenciado a tecnologia da Akzo, trabalha em estreita colaboração com a Dicat (Divisão de Catalisadores) do Cenpes, onde o processo da empresa holandesa foi testado, em planta piloto, e aprimorado.

Afora a questão da privatização de subsidiárias do setor químico, a outra importante reforma colocada pela nova política econômica é a quebra do monopólio. Ainda não houve um projeto claro formulado pelo governo. As alternativas a essa quebra foram analisadas sob a forma de cenários por Furtado & Pereira (1993). Resumidamente, a questão toda reside em saber se o Estado terá capacidade para reforçar o poder e a competência das instâncias regulatórias (DNC) e que formulam a política energética setorial (MME). Isto não vem ocorrendo no período atual, colocando em dúvida os possíveis benefícios dessa reformulação institucional.

A questão da quebra do monopólio deve, no entanto, ser também abordada desde o ângulo das políticas industrial, científica e tecnológica. Qual será o impacto de uma eventual quebra do monopólio sobre a sinergia que existe dentro do sistema nacional de inovação, em formação na indústria do petróleo? Uma resposta superficial consistiria em afirmar que a entrada de um maior número de empresas, sobretudo estrangeiras, no mercado brasileiro, geraria condições mais favoráveis para que houvesse uma intensificação da cooperação entre empresas e outras instituições voltadas para a inovação. Porém essa resposta pode ser facilmente rejeitada, se considerarmos que as empresas de capital estrangeiro dificilmente adotarão uma atitude semelhante a da Petrobrás, em relação à capacitação tecnológica de atores nacionais. Essas empresas orientarão suas demandas para seus tradicionais fornecedores de bens e serviços dos países de origem. Por outro lado, a quebra do monopólio pode induzir a Petrobrás a seguir o padrão de relacionamento dominante na indústria, no qual as empresas petroleiras buscam cada vez mais externalizar os esforços de P&D para os fornecedores. A maior abertura da economia brasileira facilitaria essa postura dentro da empresa.

O modelo de política industrial, que se ergueu no pós-guerra e que foi se consolidando até meados dos anos 80, está centrado sobre as empresas estatais, nos setores onde elas estão fortemente presentes. Esse modelo tem certas virtudes. Algumas dessas empresas, como a Petrobrás, exerceram um papel notável ao induzir a capacitação tecnológica de atores complementares, formando um embrião de um sistema nacional de inovação. Todavia, as falhas desse modelo residem na falta de capacidade organizacional do Estado para coordenar políticas setoriais. Conseqüentemente, o enfraquecimento das empresas estatais, sem um

⁷⁶ A Oxitenos NE é uma filial da Oxitenos e do BNDESPAR. A Oxitenos, por sua vez, é uma associação dos Grupos Ultra e Moteiro Aranha, do BNDE e de outros (Maculan e Chamas, 1992).

paralelo reforço do poder do governo federal, conduz necessariamente a um desmantelamento das políticas setoriais anteriormente consolidadas.

2.2 O padrão francês de política industrial e tecnológica

O governo francês edificou um padrão de política industrial e tecnológica muito mais complexo do que o brasileiro. De fato, embora o Estado ocupe uma posição de destaque, existe uma maior diversidade de instituições, que garante a esse padrão um maior grau de flexibilidade e de adaptabilidade. A política pública setorial conta com pelo menos três importantes níveis de intervenção: as companhias petroleiras francesas, o IFP e os mecanismos de coordenação setorial.

As duas grandes empresas francesas possuem importantes características próprias. Elas tem culturas e estratégias próprias, que se devem a origens e a trajetórias diferenciadas (Ver Parte 1). Todavia, esses rasgos se afirmaram com um vigor tanto maior que essas empresas podiam contar com um grande grau de autonomia, em relação ao governo francês. A intervenção do governo sempre se deu no sentido de favorecer o desenvolvimento dessas empresas. Esse foi o caso, por exemplo, do uso da lei de 1928, que garantiu o mercado francês ao petróleo da Argélia, ou do financiamento das atividades de exploração e produção do BRP e da RAP, que permitiu a essas duas empresas, precursoras do grupo Elf, de se consolidarem. O governo teve um papel decisivo, também, na aliança entre Elf e Total para formar ATO (o grupo químico) ou na aliança entre as duas companhias para explorarem os recursos do Mar do Norte. No entanto, o governo francês raramente interveio limitando a estratégia de expansão dos dois grupos petroleiros nacionais.

De modo que tanto Elf como Total tiveram políticas de diversificação setoriais próprias com variados graus de sucesso, as quais foram analisadas anteriormente. A política de Elf foi muito mais ousada e mais bem sucedida até recentemente, por basear-se em sua própria capacidade de inovação. Total seguiu um padrão mais clássico, havendo investido nas energias de substituição e nos minerais sem muito sucesso. Porém, o governo francês interveio decisivamente nos momentos mais críticos para viabilizar a reestruturação desses grupos. Assim, o governo mediu a reestruturação da associação dos dois grupos petroleiros franceses, em torno de ATO, fazendo com que Elf assumisse plenamente as atividades do grupo químico, no início dos anos 80. Mais recentemente, no final da década de 80, o governo subdividiu o grupo químico ORKEM entre as duas companhias petroleiras francesas, dando um novo alento para Total, que agora conta com um dinâmico setor químico, fortemente estabelecido na química de especialidades.

A política do governo francês se centrou, por outro lado, na criação do Instituto Francês do Petróleo (IFP) que exerce funções de laboratório de P&D, de educação superior e de formação contínua do setor. Embora esse instituto esteja institucionalmente associado ao ministério de tutela, o Ministério da Indústria, ele dispõe de um certo grau de autonomia gerencial e de um sistema de tomada de decisões colegiado, em matéria de P&D, no qual participam as mais representativas empresas nacionais. A autonomia do IFP foi decisiva para viabilizar uma série de iniciativas voltadas à criação de subsidiárias através da Holding ISIS, que extrapolavam o quadro de atuação clássico de um centro público de P&D. Esse tipo de iniciativa tornou-se modelar para outras políticas tecnológicas setoriais centradas na atuação de Institutos públicos de pesquisa, como a indústria nuclear. Por outro lado, o sistema de consulta colegiado dos programas de pesquisa, no qual eram envolvidas as empresas no processo decisório do instituto, deu maior aderência entre a política de pesquisa do IFP e as demandas tecnológicas da indústria.

O IFP veio reforçar vários elos fracos do sistema de inovação francês. Em primeiro lugar, ele supriu a carência do sistema universitário francês na formação de recursos humanos e mesmo na realização de pesquisa para o setor. Em segundo lugar, ele assumiu uma importante função de P&D, básica e sobretudo aplicada, para a indústria do petróleo. Essa pesquisa, que deveria ser feita por empresas industriais, acabou sendo assegurada pelo instituto, por diversas razões históricas. A capacitação tecnológica do Instituto não se ateve a indústria do petróleo, e se estendeu à área petroquímica, de catalisadores, de energias renováveis e de motores, seguindo um padrão clássico de diversificação na indústria do petróleo, salvo para o caso dos motores. Deve-se salientar que a presença do IFP, nessa área, é cada vez mais importante.

Os Comitês de coordenação do esforço de pesquisa setorial, criados pela Direction des Hydrocarbures (Dhyca) do Ministério da Indústria, constituem um interessante arranjo institucional, que vem de certa forma completar esse quadro, criando incentivos a interação entre os principais atores da indústria. Para o sucesso dessa política, o aporte dos recursos oriundos do Fonds de Soutien de Hydrocarbures (FSH), destinados ao desenvolvimento e industrialização das principais tecnologias geradas pelos principais atores do sistema de inovações francês, foi determinante. Esses Comitês foram eficazes, sobretudo a montante da indústria, ao permitir que, através de um esforço de prospectiva e planificação, houvesse uma maior coordenação das iniciativas de investimento de P&D na indústria do petróleo.

Esse sistema bastante complexo de inovação, tem demonstrado uma forte aptidão em evoluir e se adaptar a um ambiente externo em plena mutação. As mudanças introduzidas nesse quadro institucional são de diversas índoles.

Em primeiro lugar, essas mudanças dizem respeito a desregulação. A Comunidade Europeia está pressionando os Estados membros a abrirem seus monopólios e legislações restritivas à entrada de empresas estrangeiras nos setores da água, energia, transporte e telecomunicações.

Respondendo a essa pressão, o governo francês decidiu, a partir de 1993, liberalizar o comércio, o processamento, o transporte e a estocagem de bruto e derivados. Anteriormente, vigorava o regime de concessão e autorização preliminar de importações estabelecido no quadro da lei de 1928. O novo quadro jurídico conservou os dispositivos que exigem que as empresas operando na França mantenham estoques estratégicos e usem a bandeira francesa no transporte de derivados.

Em segundo lugar, o governo francês vem buscando, desde o começo dos anos 90, privatizar as duas empresas petroleiras nacionais, dando continuidade ao programa iniciado em 1986. Todavia, o programa de privatização francês é um processo fundamentalmente controlado pelo Estado. Ele se propõe substituir o controle acionário majoritário do Estado por um sistema de participações cruzadas dos grandes grupos indústrias e financeiros franceses entre si. Esse sistema de participações é chamado de "*noyaux durs*". Ele se baseia em contratos de longa duração que são passados entre acionários estáveis, todos eles grandes grupos franceses, e o governo. Os *noyaux durs* são a garantia que os grandes grupos industriais franceses na esteira do processo de privatização não venham a cair entre as mãos de grupos estrangeiros. Ademais, a redistribuição administrada do controle acionário está consolidando a emergência de grandes pólos do capitalismo francês. Esses pólos estão nucleados em torno de grandes grupos financeiros. Existiriam dois grandes pólos. O primeiro que está estruturado entre a Union des Assurances Parisiennes (UAP), o Banco Suez e a Banque Nationale de Paris (BNP) ao qual associa-se Elf. O segundo menos coeso seria constituído em torno do polo Assurance Générale de France (AGF), Paribas et Crédit Lyonnais, ao qual está ligado Total (Morin, 1994).

As ações do Estado desses dois grupos petroleiros franceses estão sendo vendidas no contexto de um processo controlado de passagem controlada do poder ao setor privado. O grupo Total foi o primeiro a ser privatizado. A participação do Estado dentro do grupo Total, que já era minoritária, foi reduzida de 34%, em 1990, para 5,4%, em 1992. Concomitantemente, o Estado passou um contrato de longa duração com a AGF e o Crédit Lyonnais para a constituição de um *noyau dur* com 10% do controle acionário. Uma característica importante do processo de privatização francês é que busca pulverizar fortemente o controle do restante das ações. De modo que uma parcela substancial das ações são detidas por um grande número de proprietários na França e no exterior.

A Elf foi privatizada durante o ano de 1994. Nesse caso, o Estado praticou uma privatização ainda mais controlada. Além do *noyau dur* formado pela UAP, BNP e Suez, ao qual veio se associar Renault, que detém 10% do controle acionário, o governo aplicou uma "*golden share*". Essa *golden share* é constituída por um conjunto de três prerrogativas: a primeira é o consentimento do Ministro da Economia para toda ultrapassagem dos patamares de 10%, 20% e do terço do controle do capital; na segunda, o governo tem o poder de

designar dois representantes do conselho de administração sem direito a voto; e na terceira, o governo tem o poder de se opor a qualquer decisão de cessão de ativos que poderiam vir a ferir os interesses da nação. O Estado que detinha 51% do controle acionário de Elf conservou ainda assim uma participação de 13%. A maior parte das ações de Elf (18%) foram vendidas ao público francês através de uma operação pública de venda, que foi subscrita em mais de três vezes. Uma outra parcela (10%) foi vendida para pessoas jurídicas, inclusive no exterior.

Essa modalidade de privatização controlada comporta certamente um custo. Assim, a ação de Elf, que era valorizada a 417 francos na Bolsa de Paris em dezembro de 1993, foi vendida por 385 francos ao público francês e por 403 francos para os investidores institucionais. O preço vantajoso era um meio de atrair um grande número de investidores, o que permitiu uma maior pulverização do capital.

O modelo de privatização baseado sobre os *noyaux durs* é criticado, também, por conduzir a um modelo de capitalismo pouco competitivo e aberto a contrapoderes, controlado por um *establishment* onnipresente. Alguns estudos mostram que na França, os dirigentes das grandes empresas são em proporção importante oriundos da função pública⁷⁷. Esses dirigentes costumam circular de uma empresa par outra. O governo Balladur, nessa mesma linha de ação, se incumbiu em colocar na cabeça dos grandes grupos (BNP, Rhône-Poulenc e Elf), antes de privatizá-los, dirigentes com claras afinidades com seu governo. Ademais, as associações que embasam os *noyaux durs* são muito criticadas por serem, na maioria das vezes, artificiais e não corresponderem a autênticos interesses econômicos de um grupo industrial ou financeiro em relação a outro.

Finalmente, cabe indagar até que ponto o processo de privatização pode vir a alterar o dinâmica do sistema de inovação francês? O risco principal reside em que os dois grandes grupos petrolíferos nacionais se descomprometam de iniciativas tecnológicas fortemente articuladas com os outros atores nacionais. Na realidade, através da análise que fizemos dos dois grupos franceses foi possível perceber que Total já havia reduzido substancialmente seu esforço tecnológico no *upstream*, desde o final da década de 80. Elf, ao contrário, estava aumentando o volume de gastos no início da década de 90. Porém, esses recursos adicionais tinham como origem a criação de novos centros de P&D no exterior. A crise que o grupo Elf vem sofrendo, desde 1993, com a queda violenta de sua rentabilidade, não está melhorando o quadro. Durante os anos de 93-94, Elf reduziu seus gastos em P&D dirigidos ao petróleo de 10 a 15%, acompanhando a evolução de outras companhias petrolíferas como Arco ou BP.

⁷⁷ Um estudo feito Michel Bauer e Bénédicte Bertin-Mourot indica que 44% dos dirigentes de grandes empresas são originários da carreira pública, 33% entraram pelo capital e 20% pela carreira dentro da empresa. Na Alemanha essa relação se inverte, dois terços vem da empresa, um quarto da propriedade do capital e 8% do Estado.

Portanto, existe um risco bastante importante de enfraquecimento das relações entre a companhia francesa líder e o restante dos atores do sistema nacional de inovação.

Porém, frente a essa evolução das companhias petroleiras, o sistema francês tem uma maior capacidade de adaptação, uma vez que existem Instituições como o IFP e a Dhyca capazes de realizar, fomentar e coordenar o esforço de P&D em nível nacional. Mas não podemos desconhecer que há uma tendência à internacionalização das redes de relacionamento das empresas, a qual se sobrepõe uma tendência das companhias petroleiras de externalização do esforço de P&D para os fornecedores. As grandes companhias francesas, e sobretudo Elf, estão se internacionalizando a grande velocidade, investindo maciçamente no exterior. As empresas para-petroleiras francesas estão ou bem sendo adquiridas por empresas estrangeiras, ou realizando fortes associações, ou então se expandindo externamente. Esse conjunto de tendências tende inexoravelmente a desarticular o sistema nacional de inovação.

4. OBSERVAÇÕES FINAIS

O estudo das experiências francesas e brasileiras e a tentativa de comparação que fizemos neste último capítulo desembocam sobre algumas constatações importantes:

1) A França desde o final da segunda guerra mundial dispõe de um sistema bastante diversificado de instrumentos e instituições para realizar sua política de desenvolvimento e consolidação da indústria do petróleo. Esse sistema, devido a sua composição complexa - companhias petroleiras nacionais, empresas para-petroleiras nacionais, IFP e Dhyca -, mostrou uma grande aptidão em se adaptar a um contexto externo bastante incerto e em evolução constante. Em contraposição, o sistema de inovação brasileiro no setor do petróleo está fundamentalmente centrado sobre a vontade da empresa estatal. A Petrobrás demonstrou uma grande capacidade de adaptação às mudanças de contexto, como a guinada que praticou para a produção *offshore* ou para a eficiência, mais amplamente estudada no capítulo dedicado a trajetória tecnológica da Petrobrás. Porém, esse sistema de inovação apresenta uma maior instabilidade frente às intervenções praticadas pelo governo federal em seu quadro institucional, como demonstra a história recente. Esses elementos vem confirmar que as políticas de capacitação tecnológica, baseadas em uma maior pluralidade de instituições, mais autônomas entre si e com uma maior variedade de meios de ação, são mais flexíveis e, portanto, mais aptas à evolução e à adaptação.

2) A trajetória tecnológica do sistema de inovação francês corresponde, fundamentalmente, a do *catching up*. Esse país partiu com um certo atraso, mas ele soube se posicionar na vanguarda para certas tecnologias relacionadas à produção *offshore*, graças a solidez e a coerência de suas políticas voltadas à inovação. Em função desse processo, a indústria

petroleira e para-petroleira francesa se internacionalizou fortemente, passando a ocupar um lugar de destaque no *ranking* internacional.

3) A trajetória tecnológica da Petrobrás é bastante diferente. Trata-se da trajetória de uma empresa de país periférico, centrada na exploração de oportunidades oferecidas pelo mercado interno. Ela não possibilita uma posição competitiva semelhante a de um país central. De fato, como podemos perceber fazendo a comparação entre os dois sistemas, os meios mobilizados em P&D pela Petrobrás são praticamente 5 vezes inferiores àqueles da França. A indústria para-petroleira nacional carece de capacidade de inovar em produto. Nesse contexto, a estratégia tradicionalmente perseguida pela Petrobrás foi de absorver e adaptar o conhecimento tecnológico existente proveniente dos países industrializados líderes. Todavia, as oportunidades do subsolo brasileiro, associadas ao imperativo de produzir petróleo no país, geraram a necessidade de desenvolver endógenamente, ou a partir da contratação de fontes externas, as tecnologias necessárias à produção de petróleo em águas profundas. A Petrobrás, em função do processo de aprendizagem tecnológico que realizou em cima de soluções originais e adaptadas às condições brasileiras, soube responder criativamente a esse desafio, tornando-se uma empresa inovadora. A trajetória tecnológica dessa empresa baseia-se numa sequência de inovações incrementais em cima de um sistema de produção, o SPF, considerado inicialmente adequado para explorar campos marginais no Mar do Norte. Esse sistema revelou-se mais barato do que os desenvolvidos por empresas líderes para águas profundas e adequado para grandes sistemas de produção. Na realidade, a Petrobrás soube a partir de inovações incrementais alcançar a fronteira tecnológica baseando-se na escolha inteligente de um sistema de produção desconsiderado pelas companhias petroleiras líderes.

4) A indústria brasileira do petróleo vem adquirindo uma certa avanço tecnológico sobre a francesa, fundamentalmente em função das oportunidades abertas pela exploração das reservas em águas profundas. Na realidade, isto se deve à natureza da trajetória tecnológica setorial no *upstream*. A importância da industrialização é crucial para tornar competitiva uma tecnologia. O Brasil possui um trunfo para o seu desenvolvimento industrial, ao dispor de um importante laboratório para ensaiar a tecnologia que gera. Todavia, essa vantagem é relativa, na medida em que a tecnologia dominada pela empresa não pode ser difundida em nível internacional, sem um importante esforço de adaptação. A menos que a Petrobrás operasse em nível internacional, a semelhança de um *major*, vai lhe ser difícil exportar a tecnologia que desenvolveu para águas profundas.

5) Embora a Petrobrás tenha alcançado a fronteira tecnológica, não se pode dizer que a indústria brasileira do petróleo logrou realizar completamente um processo de *catching up*. Para que isso ocorresse, seria necessário incrementar consideravelmente a capacitação tecnológica do conjunto do sistema nacional de inovação do setor do petróleo.

ANEXO I: TABELA SINTÉTICA DA INDÚSTRIA PARA-PETROLEIRA

Segmentos	Sub-Área	Volume (G US\$)	Tendências	Oferta Francesa	Oferta Internacional
Tecnologia 3G (excluído logging) Volume do Mercado : 4G\$	Geofísica	3	Crescimento Regular	CGG (15%) Petrosystem	Schlumberger (25%) Western Atlas (22%)
				Géotop Beicip-Frankslab	Halliburton (20%) Digicon Grand Tensor
	Logging	4	Crescimento pequeno ou estabilidade	CGG Logging	Schlumberger (60%) Western Atlas Halliburton
Perfuração e Serviços associados (incluindo logging)	Perfuração	6	Crescimento fraco ou esperado	Forasol (3 a 5%) Sedco-Forax	Oferta Fragmentada Partes < 7%
	Mud-logging	2	Crescimento fraco ou estabilizado	Géoservices	Baker Hughes Halliburton
	MWD	0,4	Forte crescimento (20%/ano)	Géoservices	Teleco (Baker Hughes) (30%) Anadrill (Schlumberger) (24%) Sperry Sun (Baroid) (21%) Smith International (10%)
Volume du marché : 16 GUS\$	Cimentação & Estimulação	3,5	Forte crescimento (15 a 20%/ano)	Não identificado	Halliburton (46%) Dowell (Schlumberger) (30%) BJ Services (11%) Western Company (8%)
Construção e Obras e Serviços	Construção	10	Mercado heterogêneo e concorrencial	Parte de 7,5% Bouygues Offshore ETPM Ponticelli Eiffel	Aker Kvaerner Trafalgar Amec Mc Dermott
	Instalação e levantamento	2		Parte de < 10%	Heerema/Mc Dermott Saipem
	Colocação de Dutos (fora material)	6	Mercado associado ao desenvolvimento de novos reservatórios	ETPM-Mc Dermott Collexip Spie Capag Entrepose	Allseas Stena EMC Saipem
	Serviços submarinos		Polarização da oferta em torno a atores que dominam	Stolt Comex Seaway S.A.	Stolt Comex Seaway Oceaneering Rockwater Stena
	Vetores de Intervenção submarina	2	Intervenções em grande profundidade	Perry Tritech Comex S.A. Cybernetix ECA HYTEC	Hydro Products Hardsuit

Segmentos	Sub-Área	Volume (G US\$)	Tendências	Oferta Francesa	Oferta Internacional
Engenharia Volume do mercado: 3 GUS\$		3	Crescimento (5%/an)	Technip TPG Doris Engineering Sofresid Sofregaz	Empres. muito diversificadas (Bechtel) Empresas especializadas (Foster-Wheeler, Kellog, Snamprogetti)
Equipamt. Volume do mercado: 10 GUS\$	Instrumentos geofísicos	0,1	Estabilidade	Sercel (50-60%)	Input/Output (20-30%) Halliburton (10-20%)
	Ferramentas de Perfuração	0,6	Baixa 15 a 20% em 91-92	Cristal Protor SMFI	Baker Hughes (35-40%) Smith (20%) Dresser (15-20%) Camco (15-20%) Baroid (10%)
	Tubing-Casing		Mercado da demanda	Vallourec	
	Equipament. de cabeça de poço	0,9			Cooper Oil Tool FMC Velco Gray
	Tubos flexíveis			Collexip (95%)	Well Stream (5%) Furukawa
	Fluidos e Energia			Framatome (Thermodyn, Proser, Packinox) MAPE Bertin Jeumont-Schneider	Dresser Rand KSB
Gás Natural Segmento transversal	Engenharia Tratamento		Crescimento	Technip Sofregaz	Air Products (90% do mercado da liquefação) Bechtel Kellog
	Transporte		Forte crescimento	Chantiers Atlatique e 2 Geradores de tecnologia: Technigaz et Gaz Transport	Noruega Japão
	Estoquagem			Sofregaz Géostock Technigaz	

Fonte: CEP&M/COPREP 1993.

ANEXO II : PRINCIPAIS PROJETOS DOS PLANOS 1984-88 E 1989-93 DO

COPREP/CEP&M

Área Técnica	Projeto	Plano	Instituições
TECNOLOGIAS 3G	Sonde Acoustique Eva	1984-88	EIF, CGG
	Myriasis	id	CGG, IFP
	Modèle Score	id	IFP, EIF, Total
	Positionnement des études sismiques 3D	1989-93	CGG
	Evaluation Pétrolière	id	EIF, IFP, Total
	Laboratoire d'Enregistrement Sismique	id	Sercel
	Système temps réel de télémetrie	id	IFP, ATNE, Vinci Technologies
	Techniques d'Interpretation de Structures Complexes	id	IFP, INRIA, CGG, EIF, Total
	Détermination et Gestion Interactive des Paramètres de Traitement Sismique	id	CGG
	Inversion Stratigraphique des Données Sismiques 3D	id	IFP, CGG
	Applications des Concepts de Stratigraphie Séquentielle aux Réservoirs Classiques et Carbonnatés	id	EIF, IFP, Total, GdF
	Simulateur de Gisement Multifonction	id	Beicip-Franslab, IFP
	Caractéristique Thermodynamique	id	IFP, EIF
	Injection de Gaz	id	IFP, EIF, Total
PERFURAÇÃO	Tête d'Injection Motorisée	1984-88	ALB
	Robot de Vissage/Dévisage de Tige de Forage	id	BLM
	Forage Horizontal	id	EIF, IFP
	Optimisation des Caractéristiques et de la mise en oeuvre des Fluides de Forage	1989-93	Total, EIF, IFP, GdF
	Télémetrie Magnétique de Puits	id	Geoservices
	Sonde Gyrodrill	id	Sagem
	Euroslim	id	Forasol, Geoservices, DBS, EIF, IFP
	Treuil de Forage à Commande Numérique	id	PSO, Jeumont Schneider, NOW
	Système de Tubage Continu	id	Drill Flex
EXPLOTAÇÃO	PTLB (Plate-forme ligne tendues en béton)	1984-88	IFP-ACB, BOS, CFEM, Doris
	Tour Roseau	id	EPTM, Sofresid, EMH
	Robot Sondage	id	ACMP
	Vibrodétecteur	id	Synemex
	Treillis Spatial Béton	id	BOS
	Necton 8000 (Plate-forme en béton semi-submersible)	id	BOS, ACB, IFP
	TPG (Supports de plate-forme)	id	TPG

Área Técnica	Projeto	Plano	Instituições
EXPLOTAÇÃO	Delta Tower (plate-forme)	1984-88	Doris
	Gama Tower (plate-forme)	id	Doris
	Joint Tournant à Haute Pression	id	EMH
	Colonne Multi-articulée	id	EMH
	Cyclonne Deshuileur	id	Alsthom
	Production Polyphasique	id	Total, IFP
	Skuld (Système de Production sous-marin)	id	Elf
	Matériaux Composites	id	IFP
	Racleur de Positionnement de Pipeline	id	Challenger-Sagem
	Thor 1 (Robot sous-marin)	id	Comex
	Machine de Soudage Automatique	id	EPTM
	Canalisation Flexible	id	Coflexip
	Hydra VIII (Intervention sous-marine)	id	Comex
	Pompe Longue Course	id	Mape
	Pompe Balancier	id	Mape
CLAROM	Géosis Correlation sismique HR-Géotechnique	1988-93	IFP, Beicip-Franslab, Elf, Geodia, IFREMER, Total
	Battage des Pieux	id	IFP, BOS, Bureau Veritas, CEBTP, Elf, EPTM, IFREMER, Solmarine, Total
	Structures Mixtes Acier-Béton	id	Sofresid, BOS, Bureau Veritas, CEBTP, CTILM, Elf, IFREMER, IRSID, TPG
EXPLOTAÇÃO	Plate-forme Gravitaire en Béton de Forage et Production	id	Doris
	Amélioration de TPG 500	id	TPG
	Plate-forme semi-submersible	id	Doris
	Barge Stockage	id	BOS
	Remo-Robot Nettoyage Inspection	id	Comex-Seaway
	Icon (calibration)	id	IFREMER, Bureau Veritas, Cybernetix
	Pompape Polyphasique	id	Total, IFP
	Prévention de la formation des bouchons d'hydrates	id	IFP, Elf, Total
	Traitement et Transport de bruts difficiles	id	IFP, Elf, Total
	Nomad	id	IFP, Coflexip, SBM
	Optimisation	id	ECA
	Platine	id	Elf
	Plongée à Grande Profondeurs	id	Comex
	Système de Déploiement de ROV	id	Comex Pro
	Thorz (Soudure Hyperbare)	id	Stolt Comex Seaway

Área Técnica	Projeto	Plano	Instituições
EXPLOTAÇÃO	Soudure des Conduites	1988-93	ITP, Interpipe
	Flexibles Allégés	id	Coflexip, IFP
	Flexibles Fil Agrafé	id	Coflexip, IFP
	Boule d'Essais d'échangeurs cryogéniques	id	Technip
	Procédé intégré de traitement réfrigéré	id	IFP
TECNOLOGIA DO GÁS NATURAL	Faisabilité Méthaniers 200 mil m ³	id	Chantiers Atlantique, Bureau Veritas, Gaz Transport, Technigaz
	Mécanisation du soudage de membrane	id	Technigaz, MBH
	Compresseur	id	Bertin, Elf

Fonte: COPREP/CEP&M, 1988 et 1993.

ANEXO III : ALGUNS EXEMPLOS DE PROJETOS FRANCESES IMPORTANTES
DO PROGRAMA THERMIE DO GERTH

Título	Instituições	Nationalid.	Data do Contrato
Offshore Test of Composite Production riser on TLP	IFP - Aerospatiale	Fr	1988
Polyesis (sismique 3D)	IFP, ATNE, Syntron, Vinci Technologie	Fr	1988
Energy Recovery of Refinery Oil Sludges	Elf, IFP, Filtres Verty	Fr	1987
Reservoir Multiwell Geophisics	Elf, Total, IFP, CGG, GdF	Fr	1987
Utilisation of Fiber Contactor	Total	Fr	1987
Platine II	Elf	Fr	1987
Access (phase II) software	Total	Fr	1987
New Treatment process for oil and water emulsion on offshore platforms (phase II)	Total, NEYRTEC	Fr	1987
Optimised Drilling to Reduce Costs (Phase I)	IFP	Fr	1987
Laying test of an "8" flexible pipeline made of light armers in 1000 meters of water	Coflexip	Fr	1987
Pipeline Transport of Natural Gaz in the presence of condensates	IFP, Elf, Total, BHRA	Fr-GB	1988

Fonte: GERTH/SESAME

GLOSSÁRIO

ARTEP - Association de Recherche sur les Techniques d'Exploitation du Pétrole
ARTFP - Association de Recherche sur les Techniques de Forage et Production
BOS - Bouygues Offshore
CE - Comunidade Européia
CEA - Commissariat à l'Energie Atomique
CEM - Comité d'Etudes Marines
CENPES - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello
CEP&M - Comité d'Etudes Pétrolières Maritimes
CFEM - Compagnie Française d'Entreprise Métallique
CFP - Compagnie Française des Pétroles
CFR - Compagnie Française de Raffinage
CGE - Compagnie Générale d'Electricité
CGG - Compagnie Générale de Géophysique
CLAROM - Club pour les Actions de Recherche sur les Ouvrages en Mer
CLE - Creusot-Loire Industries
CNEXO - Centre International pour l'Exploitation des Océans
COPREP - Comité de Programmes d'Exploration et Production
COPRU - Comité de Programmes Raffinage-utilisation
DEPER - Departamento de Perfuração
DEPEX - Departamento de Exploração
DEPRO - Departamento de Produção
DHYCA - Direction des Hydrocarbures
EDF - Electricité de France
ENSM - Ecole Nationale des Moteurs
ERAP - Entreprise de Recherches et d'Activités Pétrolières
FSH - Fonds de Soutien aux Hydrocarbures
G de F - Gaz de France
GSM - Groupe Scientifique des Moteurs
HFC - Hauts Fourneaux de la Chiers
IFP - Institut Français du Pétrole
IFREMER - Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer
INRIA - Institut de Recherche en Informatique et Automatique

IPC - Irak Petroleum Company
 ISIS - Internationale des Services Industriels et Scientifiques
 OTC - Offshore Technology Conference
 P&D - Pesquisa e Desenvolvimento
 RAP - Régie Autonome des Pétroles
 SEGEN - Serviço de Engenharia
 SEREC - Serviço de Recursos Humanos
 SERINF - Serviço de Informática
 SERMAT - Serviço de Materiais
 SLIM - Simplest Linear Model
 SNEA - Société Nationale Elf Aquitaine
 SNI - Système National d'Innovation
 SNPA - Société National des Pétroles d'Aquitaine
 SUSEMA - Superintendência de Meio Ambiente, Qualidade e Segurança Industrial
 TEP - Tonelada equivalente petróleo
 TLP - Tension Leg Platform
 TPC - Turkish Petroleum Company
 TPG - Technip Geoproduction
 UGP - Union Générale des Pétroles

BIBLIOGRAFIA

- ALVARENGA, M. M. (1985) "Produção de Petróleo no Brasil: evolução e perspectivas" in LÈBRE LA ROVÈRE E., ROSA P. e RODRIGUES A. P.(eds) *Economia & Tecnologia da Energia*, Finep, Ed. Marco Zero, Rio de Janeiro.
- AOKI M. (1986) "Horizontal vs. Vertical Information Structure of the firm" in *American Economic Review*, Vol 76, No 5.
- ARROW, K. (1962) "On the economic implications of learning by doing", in *Review of Economic Studies*, jun. 1962.
- ARROW, K. (1971), "Political and Economic Evaluation of Social Effects and Externalities" in INTRILLIGATOR M. (ed.), *Technology and Economic Theory*, London, Pinter Publishers.
- BARRE, R. et PAPON, P. (1993) *Economie et Politique de la Science et Technologie*, Hachette, Collection Pluriel, Paris.
- BELL M., ROSS-LARSON B. WESTPHAL L.E. (1984) "Assessing The Performance of Infant Industries" in *Journal of Development Economics*, vol 16, pp. 101-128.
- BELL, R.M. et OLDHAM, C. H. G. "Oil Companies and the Implementation of Technical Change in Off Shore Operations: Experience in Development drilling and the design and operation of production facilities in the North Sea." in SPRU, report n° 2 , April 1988.
- BELL, R.M.(1984) "Learning and the Accumulation of Industrial Technological Capacity in Developing Countries" in FRANSMAN, M. & KING K. , *Technological Capability in the Third World*, Macmillan, London.
- BOY DE LA TOUR, X., GADON, J.L. e LACOUR,J.J. (1986) *Nouveaux pétroles quel avenir?* Ed. Technip.
- BOY de la TOUR, X. (1989) "Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier" in *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, janvier-fev.n°1.
- BOY DE LA TOUR, X. (1990) "Il y aura-t-il encore du pétrole en 2030?" in *Realité Industrielles*, juillet-août , pp. 15-22.
- BOY DE LA TOUR, X. (1994) *Technologies pétrolières: les nouvelles frontières*, in *Revue de l'Energie*, n° 456, février, pp. 105-112.
- BUONFIGLIO, A. (1992), *Programa de Ajuste da Demanda de Alcool e de Derivados de Petróleo*, FEM-UNICAMP, Tese de Mestrado, dez. 1992.
- CALABI A.S. et alii (1983), *A Energia e a Economia Brasileira*, Estudos Econômicos-FIPE/Pioneira, São Paulo.
- CEP&M & COPREP (1993) *Plan CEP&M-COPREP de Recherche Technologique - 1994-98*, CEP&M-COPREP, Paris.
- CHATAIN P. (1983) *La Compagnie Française des Pétroles et la Société Nationale Elf-Aquitaine - comparaison des stratégies (1974-82)* Thèse de Troisième Cycle, Université des Sciences Sociales de Grenoble et Institut Economique et Juridique de l'Energie, mai 1983, vol 1 et 2, Grenoble.
- CHEVALIER J.M. (1974) , *Le Nouvel Enjeu Petrolier*, Calman Levy, Paris.
- CHEVALIER J.M., BARBET P. e BENZONI L. (1986) , *Economie de l'Energie*, Presse de la Fondation Nationale des Sciences Politiques & Dalloz.
- COHEN, E. (1992) *Colbertisme Hi-Tech - Economie des Grands Projets*, Ed. Hachette,Paris.
- COOK, P.L. e SURREY, J. (1989) "Energy Technology in Developing Countries: The Scope for Government Policy" in *Technovation* , n° 9, pp. 431-451.
- COOK, P.L. (1985) "The offshore supplies industry: fast,continuous and incremental change" in SHARP, M. (ed) *Europe and the new technologies: six case studies in innovation and adjustment*, Frances Pinter, London.

- COPREP-CEP&M, Plan COPREP-CEP&M, Initiative de Recherche Technologique 89-93, Paris.
- CORIAT B. et TADDEI D. (1993) *Entreprise France - Made in France 2*, Livre de Poche, Essais, Paris.
- CRIQUI, P. (1991) "Après la crise du Golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir" in *Economie prospective Internationale*, 3^e Trimestre, 1991, pp. 15-33.
- CTI (1992) *Les Centres Techniques Industriels au service des PMI française - Synthèse et enjeux de leurs actions*, Paris, mai 1992.
- DAHAB S. & TEIXEIRA F. (1993), "The R&D System in the Petrochemical Industry in Brazil: Institutional Challenges under Privatization" in *Anais do Seminário Internacional Mudança Estrutural e Políticas Científico-Tecnológicas a América Latina*, Red-Post, Canela-RS, Brasil, 27 e 28 de maio de 1993, pp.153-65.
- DAHLMAN C. & WESTPHAL L. (1982): "Technological effort in industrial development - an interpretative survey of recent research" in STEWART F. & JAMES J. *The Economics of New Technologies in Developing Countries*, Frances Pinter, London.
- DAVID P.A. (1993) "Knowledge, Property and the System Dynamics of Technical Change" in *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1992*, pp.215-248, World Bank, Washington DC.
- DELACOUR J. "Offshore outlook: the european side" in *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, Vol 43, n°4, juillet-août 1988, p. 471-489.
- DIRECTION des HYDROCARBURES, *L'Industrie Pétrolière en 1992*, Ministère de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce Extérieur, Edition 1993, La Documentation Française.
- DOSI G., FREEMAN C., NELSON R., SILVERBERG G. et SOETE L. DOSI, G. et alii (eds) (1988) *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publisher, London & New York.
- DUQUE DUTRA L. E. (1993) *Evolution technologique, structure industrielle et trajectoire des entreprises: revision théorique et études des activités de prospection et d'exploration pétrolière*. Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université de Paris Nord, 3 janvier de 1993.
- ELF (1993) *Rapport Annuel 1992*, Elf Aquitaine, Nanterre.
- ENOS, J.L. (1962) "Invention and Innovation in the petroleum industry", in *The rate and direction of inventive activity: economic and social factors*, Princeton University Press for National Bureau of Economic Research, Princeton, New Jersey.
- ERBER F. (1983) *Technological Dependence and Learning Revisited*, Texto para Discussão n° 34, UFRJ, Rio de Janeiro.
- FORAY D. et FREEMAN C. (eds) (1992) *Technologie et Richesse des Nations*, Economica, Paris.
- FRANSMAN, M. & KING K. (1984), *Technological Capability in the Third World*, Macmillan, London.
- FRANSMAN, M. (1986) *Technology and Economic Development*, Wheatshead Books, Great Britain.
- FREEMAN C. (1987) *Technology Policy and Economic Performance, Lessons from Japan*, Pinter Publishers, London and New York.
- FREEMAN C. (1988) "Japan: a new national system of innovation?", in DOSI G. et alii (eds) *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publishers, 1990.
- FREEMAN C. (1992) *The Economics of Hope*, Pinter Publishers, 1992
- FREIRE W. (1986) "Exploração e Produção em águas profundas" in *Brasil Mineral*, n° 36, p. 63-86, Novembro de 1986.

- FURTADO A. & SUSLICK S. (1993) "Forecasting of petroleum consumption in Brazil using the intensity of energy technique" in *Energy Policy*, sept. 1993, pp. 958-968.
- FURTADO, A e MULLER, N. (1993) *Competitividade da Indústria de Extração e Refino de Petróleo*, Nota Técnica Setorial do Complexo Químico, Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira, mimeo, IE/UNICAMP-IEI/UFRJ-FDC-FUNCEX, Campinas.
- FURTADO, A. (1994) "The National System of Innovation in the French Oil Industry: some lessons about the role of technological trajectories and government policies in innovation networking" in *Anais da European Network on the Economics of Technological Change (Eunetics) Conference, Evolutionary Economics of Technological change: Assessment of results and the new frontiers*, Vol 2., pp. 1199-1224.
- FURTADO, A. (1985) "A crise energética mundial e o Brasil" in *Novos Estudos Cebrap*, n° 11, p. 17-29.
- FURTADO C. (1974) *O Mito do Desenvolvimento Econômico*, Paz e Terra, Rio de Janeiro.
- GAZETA MERCANTIL, vários números.
- GIRAUD, A. e BOY DE LA TOUR, X. (1987) *Geopolitique du pétrole e du gaz*, Ed Technip.
- GOMES de FREITAS A. (1993). *Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas*, Tese de Mestrado, Unicamp, julho de 1993.
- HERRERA A. (1971) *Ciencia y Política*, Siglo XXI, Mexico.
- HOLLANDER, S., *The Sources of Increased Efficiency*, MIT University Press, 1965.
- JACQUARD, P. e CHAMPLON, D. (1986) "Energy: The end of crises?", mimeo, Université Paris-Dauphine, April 25-26, 1990.
- KATZ, J. (1976), *Importación de Tecnología, Aprendizaje e Industrialización Dependiente*, Fondo de Cultura Económica, Mexico, 1976.
- KATZ, J. (1987) "Domestic Technology Generation in LDCs: A Review of Research Findings" in KATZ, J.(eds) *Technology Generation in Latin-American Manufacturing Industries*, Macmillan, London.
- LAFER, Celso (1975) *O Planejamento no Brasil- Observações sobre o Plano de metas (1956-1961)*. LAFER, Betty Mindlin (ed.) *Planejamento no Brasil*. Debates Economia, Ed. Perspectiva, 3.edição, pp. 29-51, São Paulo.
- LALL S. (1992) "Technological Capabilities and Industrialization" in *World Development*, Vol 20, No 2, pp. 165-186.
- LUNDVALL, B. (1988) "Innovation as an interactive process: from user-producer interaction to the national system of innovation", in DOSI, G. et alii (eds) *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publisher, London e New York.
- LUNDVALL, B. (1992) "Relations entre utilisateurs et producteurs, systèmes nationaux d'innovations et internationalisation" in D. FORAY et FREEMAN (eds) *Technologie et Richesse des Nations*.
- MACULAN, A. M. e CHAMAS C.I. (1992) "'Joint-venture" e desenvolvimento tecnológico : um estudo de caso" in *Anais do XVIII Simpósio Nacional de Gestão da Inovação Tecnológica*, 26 a 28 de outubro, pp. 542-50.
- MARTIN J.M. (1990) "Energy and Technological Change, Lessons from the last fifteen years" in *STI Review*, n° 7 july 1990, OCDE, Paris.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, *Balanço Energético Nacional*, vários anos, Brasília.
- MORIN, F. (1994) "La Reconstitution du Pouvoir Économique - Les trois pôles du coeur financier" in *Le Monde*, Économie-Perspectives, p. V, mardi 8 mars 1994.
- MOURA P. & CARNEIRO F. (1976) *Em busca do Petróleo Brasileiro*, Gorceix, Rio de Janeiro.
- NELSON, R. et WINTER, S. (1974) "Neoclassical vs. evolutionary theories of economic growth: Critique and prospects", in *Economic Journal*, 84, 336, pp. 886-905.
- NELSON, R. (1988) "Institutions supporting technical change in the United States" in G. DOSI et alii (eds) *Technical Change and Economic Theory*.

- OCDE (1975), *Science et Technologie pour l'Energie - Problèmes et Perspectives*, Paris.
- OCDE (1992) *La Technologie et l'Economie - les relations déterminantes*, Paris.
- OCDE (1989) *Rapport de l'OCDE sur les Indicateurs de la Science et la Technologie*, n° 3, Paris.
- PACK, H. e WESTPHAL, L. E. (1986) "Industrial Strategy and Technological Change: Theory versus Reality", *Journal of Development Economics*, 22,, 87-128.
- PAVITT K. (1984) "Patterns of technical change: towards a taxonomy and a theory" in *Research Policy*, vol. 13, n° 6, pp. 343-74
- PAVITT K. et PATEL P. (1990) "L'accumulation technologique en France: ce que les statistiques de brevets tendent à montrer" in *Revue d'Economie Industrielle*, n° 51, 1^{er} trimestre 1990.
- PEAN, P & SERENI, J-P (1982) *Les Emirs de la République - L'avenir du Pétrole Tricolore*, Seuil, Paris.
- PEREZ, C. et SOETE, L. (1988) "Catching up in technology: entry barriers and windows of opportunity" in DOSI, G. et alii (eds) *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publisher, London & New York.
- PETROBRÁS Diversas Publicações
- PUISEUX L. (1980) *La Babel Nucléaire*, Galilée, Paris.
- RAPPORT DE LA COMISSION D'ENQUETE PARLEMENTAIRE (1974) *Sur les Sociétés pétrolières opérant en France*, 10/18, Union Générale des Editions, Paris.
- ROSENBERG (1982) *Inside the Blackbox: Technology and Economics*, Cambridge University Press, Cambridge.
- ROSENBERG, N. (1976) *Perspectives on Technology*, University Press, London: Cambridge.
- SAGASTI, F. (1978) *Science and Technology for Development: Main Comparative Report on the STPI Project*, International Development Research Center, Ottawa, Canada.
- SALOMON, J.J. (1986), *Le Gaulois, le cow-boy et le samourai: la politique française de la technologie*, Economica, Paris.
- SALOMON, J.J. (1992) "La Capacité d'Innovation" in LEVY-LEBOYER, M. et CASANOVA, J.C. (eds) *Entre l'État et le Marché - l'économie française des années 1880 à nos jours*, Gallimard, Paris.
- SEN A. K. (1960) *Choices of Techniques, An Aspect of the Theory of Planned Economic Development*, Basil Blackwell, Third Edition, 1968, Oxford.
- SOETE, L. (1985) "International Diffusion of Technology, Industrial Development and Technological Leapfrogging" in *World Development*, Vol. 13, N° 3, pp. 409-422.
- SURREY, J. (1987) "Petroleum Development in Brasil - the strategic role of a national company" in *Energy Policy*, February.
- TADDÉI, D. et CORIAT, B. (1993) *Made in France - L'industrialisation française dans la compétition mondiale*, Livre de Poche - Essais, vol 1, Paris.
- TEECE D. (1988) "Technological change and the nature of the firm" in DOSI, G. et alii (eds) *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publisher, London & New York.
- TEIXEIRA, F. *Avaliação e Perspectivas das Empresas Estatais Produtivas: o Caso da Petrobrás*, mimeo, UFBA, Salvador, maio/89.
- TISSOT (1993) "Pétrole, Gaz, Environnement: quelle approche de la R&D en exploration-production pour la fin du siècle", *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, vol. 48, n° 2, mars-avril, 1993.
- TOTAL (1993), *Rapport Annuel 1992*, Direction de la Communication, Paris La Defense.
- TURNER L. (1978) *Oil Companies in the International System*, The Royal Institute of International Affairs, George Allen & Unwin, Great Britain.

- VALENTIN, E e TROUVÉ, O. L'industrie parapétrolière française - Resultats de l'enquête 1992, Departement Economie & Evaluation, Institut Français du Pétrole, 21-22 octobre 1992.
- WALKER, W. (1986) "Information Technology and Energy Supply" in *Energy Policy*, December 1986.
- WEINSTEIN, O. (1992) R&D et Théorie de la firme, *Economie Appliquée*, tome XLV, n° 1, pp 79-104.
- WORLD OIL (1993) "Subsea completions data shows steady activity levels", Feb. 1993, pp.97-99.