

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO *OFFSHORE* NO BRASIL: as  
oportunidades para os fornecedores nacionais de hidrociclones

Rafael Pinto Abreu de Oliveira

Orientador: Prof. Dr. José Eduardo Cassiolato

Rio de Janeiro

2013

Rafael Pinto Abreu de Oliveira

SISTEMA DE INOVAÇÃO DO  
PETRÓLEO OFFSHORE NO BRASIL: as  
oportunidades para os fornecedores  
nacionais de hidrocarbonetos

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-Graduação em  
Economia, Instituto de Economia,  
Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
como requisito parcial à obtenção do título  
de Mestre em Ciências Econômicas.

Aprovada em 06 de dezembro de 2013.




---

Prof. Dr. José Eduardo Cassiolato (orientador), Universidade Federal do Rio de Janeiro



---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Marina Honório de Souza Szapiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro



---

Prof. Dr. Jair do Amaral Filho, Universidade Federal do Ceará

O48s Oliveira, Rafael Pinto Abreu de.  
Sistema de inovação do petróleo *offshore* no Brasil: as oportunidades para os fornecedores nacionais de hidrociclones / Rafael Pinto Abreu de Oliveira. - 2013.  
222 f. : il. ; 30cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.  
Bibliografia: f. 177-184.  
Orientador: José Eduardo Cassiolato.

1. Economia. 2. Desenvolvimento econômico. 3. Petróleo – Legislação. 4. Separação (Tecnologia). 5. Petróleo – Aspectos econômicos. I. Cassiolato, Eduardo José. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Título.

CDD 22 338.27282

## RESUMO

OLIVEIRA, Rafael Pinto Abreu de. **Sistema de inovação do petróleo *offshore* no Brasil**: as oportunidades para os fornecedores nacionais de hidrociclones. Rio de Janeiro, 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

A presente dissertação tem como objetivo analisar a capacitação tecnológica dos fornecedores de hidrociclones, visando identificar se os fornecedores nacionais conseguirão aproveitar as oportunidades geradas pelo crescimento dos investimentos da Petrobras após as descobertas de petróleo no pré-sal. Para atingir esse objetivo, utilizou-se o arcabouço teórico de sistema de inovação e foram realizadas entrevistas com os profissionais do Cenpes da Petrobras, da Delp Engenharia, da FMC do Brasil, da Fap do Brasil e da Universidade Federal de Itajubá. Atualmente, o mercado brasileiro de hidrociclones é dominado por fornecedores externos, que utilizam como principal estratégia a fabricação desse equipamento no Brasil, mantendo seus principais profissionais e grande parte de sua estrutura física de P&D em seus países de origem. Esse modelo se apresenta como um entrave ao desenvolvimento econômico do país. Apesar de não existirem fornecedores nacionais de hidrociclones encapsulados, a Delp Engenharia encontra-se inserida no sistema de inovação em Minas Gerais, o que tem possibilitado à empresa adquirir vantagens competitivas para se inserir no mercado. É preciso que o governo adote a estratégia de desenvolver políticas públicas adequadas e específicas para os fornecedores nacionais, além de modificar a legislação brasileira, que impossibilita distinção entre o fornecedor externo e o nacional. Somente dessa maneira o país conseguirá superar a dependência tecnológica que possui e inserir competitivamente seus fornecedores nacionais nos mercados brasileiro e internacional.

**Palavras-chave:** desenvolvimento econômico, sistema de inovação, capacitação tecnológica, fornecedores nacionais, petróleo, políticas públicas.

## ABSTRACT

OLIVEIRA, Rafael Pinto Abreu de. **Sistema de inovação do petróleo *offshore* no Brasil**: as oportunidades para os fornecedores nacionais de hidrociclones. Rio de Janeiro, 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

This thesis' goal is to analyze the technological capabilities of the suppliers of hydrocyclones, in order to identify if national suppliers will be able to seize opportunities created by the growth of Petrobras' investments after the discovery of oil in pre salt. To achieve this goal, the theoretical framework of innovation system was used and interviews were carried out with professionals of Cenpes of Petrobras, Delp Engenharia, FMC Brazil, Fap Brazil and Federal University of Itajubá. Currently, the Brazilian hydrocyclone market is dominated by external suppliers, that use as their main strategy to manufacture such equipment in Brazil, keeping their key professionals and much of their physical structure of R&D in their home countries. This model presents itself as an obstacle to the economic development of the country. Although there are no national suppliers of encapsulated hydrocyclones, Delp Engenharia is inserted in the innovation system at Minas Gerais, which has been enabling the company to acquire competitive advantages to insert in the market. Government needs to develop specific and suitable public policies for national suppliers, besides modifying the Brazilian legislation, which prevents distinction between external and national suppliers. This is the only way for Brazil to overcome its technological dependence and insert competitively its national suppliers in the Brazilian and international markets.

**Keywords:** economic development, innovation system, technological capabilities, national suppliers, oil, public policies.

## AGRADECIMENTOS

Essa dissertação não é fruto somente de esforço e sacrifício pessoal, mas também é resultado da colaboração de todas as pessoas (físicas e jurídicas) que me ajudaram, em todos os sentidos, a elaborá-la.

Agradeço primeiramente a Deus. Tenho certeza que sem a minha fé não teria terminado esse trabalho e somente com ajuda de Deus pude enfrentar adversidades que enfrentei não só na elaboração desse trabalho, mas também na minha vida pessoal.

Aos meus pais, Julia Pinto de Melo e Sérgio Abreu de Oliveira, pelo apoio e carinho que sempre me deram.

Agradeço ao Professor Cassiolato por ter aceitado me orientar, pelos conhecimentos compartilhados e pelo apoio e preocupação que teve comigo durante essa orientação.

À Professora Marina pelos ensinamentos e por ter dado grande contribuição para definição do tema desse trabalho.

Ao Professor Jair pela parceria desde a graduação, pelo estímulo que sempre me deu para que eu fizesse o mestrado e por todo o conhecimento que temos compartilhado durante todos esses anos. Agradeço também à Professora Cristina Melo por todo o apoio e por me ter “apresentado” à Economia da Tecnologia e da Inovação.

Agradeço à Petrobras, aos profissionais do Cenpes que me concederam entrevistas e a todos da minha gerência que me apoiaram. Agradeço também aos profissionais da Delp Engenharia, da FMC Technologies do Brasil e da Fap do Brasil que responderam às entrevistas e também ao Professor Marcos Aurélio da UNIFEI.

À todos os amigos que me escutaram elogiando, reclamando e desabafando sobre o mestrado e que sempre acreditaram em mim.

Por último, agradeço à minha esposa Laura Ticiane Braz Monteiro Pinto. Por tudo que ela representa na minha vida, por todo o apoio que ela me dá, por sempre acreditar em mim e por ser um exemplo de pessoa e de profissional, por dividir comigo todos os momentos.

*“Faça o necessário, depois o possível,  
e, de repente, você estará fazendo o impossível”*

São Francisco de Assis

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Processo de aprendizagem: do aprendizado interno ao aprendizado por interação	30
Quadro 1	Aprendizagem e cooperação no sistema de inovação do petróleo <i>offshore</i> – 1968-2005	41
Gráfico 1	Participação relativa da produção de petróleo nacional no consumo doméstico total – 1970-2006	46
Figura 2	Atores que participam diretamente do processo de inovação	50
Quadro 2	Conformação da estrutura organizacional entre a Petrobras e seus fornecedores	57
Gráfico 2	Evolução dos preços do petróleo WTI e Brent (US\$) – 1990-2005	88
Gráfico 3	Lucro líquido da Petrobras (R\$ milhões de 2009) – 1997-2009	91
Gráfico 4	Evolução da participação relativa do setor petrolífero no PIB brasileiro – 1997-2005	92
Gráfico 5	Evolução do investimento real da Petrobras em E&P (US\$ bilhões) – 1992-2005	93
Quadro 3	Políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem da Petrobras	94
Quadro 4	Políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem dos fornecedores nacionais	115
Figura 3	Sistema de inovação do petróleo <i>offshore</i> no Brasil	115
Figura 4	Processamento primário de petróleo nas unidades de produção <i>offshore</i> – esquema simplificado	121
Figura 5	Escoamento interno de um hidrociclone - desenho esquemático	130
Imagem 1	<i>Liners</i> de hidrociclones no <i>skid</i>	132
Quadro 5	Capacitação tecnológica na cadeia de produção dos hidrociclones	135
Quadro 6	Projetos desenvolvidos em conjunto por Petrobras e UNIFEI	156
Quadro 7	Perfil profissional do Nusec-UNIFEI	157
Quadro 8	Empresas selecionadas no programa Inova Petro – diferentes etapas	160
Quadro 9	Capacitação tecnológica dos fornecedores para fabricação de hidrociclones	167
Figura 6	Sistema de inovação sob o ponto de vista tecnológico: principais atores, instituições e políticas de apoio	168



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Evolução da relação entre os recursos aplicados no Cenpes e o faturamento bruto da Petrobras – 1987-1991	44
Tabela 2	Evolução da produção de petróleo no Brasil – 1970-2006	47
Tabela 3	Taxa de crescimento da produção de petróleo total e <i>offshore</i> (%) – 1974-1986	48
Tabela 4	Faturamento, receita líquida e número de empregados – empresas selecionadas – 2008	51
Tabela 5	Participação da produção de petróleo <i>onshore</i> e <i>offshore</i> (%) – 1968-1973	67
Tabela 6	Composição do consumo final energético por tipo de fonte energética (%) – 1970-1973	68
Tabela 7	Composição do consumo final de derivados de petróleo (%) – 1970-1973	69
Tabela 8	Saldo do Balanço de Pagamentos e da Balança Comercial (US\$ milhões) – 1974-1975	71
Tabela 9	Composição do consumo final energético por tipo de fonte energética (%) – 1979-1984	77
Tabela 10	Investimento total e investimento em E&P da Petrobras – 1974-1984	78
Tabela 11	Evolução do preço do petróleo – 1985-1991	81
Tabela 12	Variação anual de receitas, capital empregado e investimento em P&D – empresas selecionadas – 2009-2012	144

## LISTA DE SIGLAS

ABDIB	Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base
ABIMAQ	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
ANM	Árvore de natal molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
bpd	Barris por dia
CADE	Conselho de Desenvolvimento Econômico
CENO	Centro de Estruturas Navais e Oceânicas
Cenpes	Centro de Pesquisas & Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro
DNV	Det Norske Veritas
E&P	Exploração e Produção
EPC	Engineering, Procurement and Construction
FIEMG	Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais
Finep	Financiadora de Estudos e Projetos
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FNQ	Fundação Nacional da Qualidade
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro do Petróleo
IP	Indústria petrolífera
IPP	Indústria parapetrolífera
ISO	International Organization for Standardization
LDA	<i>Laser doppler anemometer (laser duplex)</i>
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MEG	Modelo de Excelência de Gestão

MME	Ministério de Minas e Energia
Nusec	Núcleo de Separadores Compactos
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDI	Pesquisa, desenvolvimento e inovação
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PEC	Proposta de Emenda Constitucional
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PICE	Política Industrial e de Comércio Exterior
PIV	<i>Particle image velocimeter</i>
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
Procap	Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas
PROCOP	Programa de Otimização dos Custos Operacionais
PROEF	Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos
Prominp	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
PUC-RJ	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Repetro	Regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural
ROB	Receita bruta anual
ROR	Robô de operação remota
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SENAI	Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
SERMAT	Serviço de Materiais
Sest	Secretaria Especial de Controle das Empresas Estatais
SPA	Sistema de Produção Antecipada
TLP	<i>Tension leg plataform</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
USP	Universidade de São Paulo
TOG	Teor de óleos e graxas

## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b>	15
1	<b>EVOLUÇÃO E CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL: ANÁLISE DO PROCESSO DE APRENDIZAGEM NO PERÍODO 1968-2005</b>	20
1.1	A INOVAÇÃO COMO UM PROCESSO SISTÊMICO E A IMPORTÂNCIA DA INTERAÇÃO ENTRE PRODUTOR E USUÁRIO	20
1.2	ACUMULAÇÃO DE APRENDIZADO E FORMAÇÃO DA BASE DE CONHECIMENTO NO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL: ANÁLISE DO PERÍODO ENTRE 1968 E 2005	32
1.3	AS CARACTERÍSTICAS DA INTERAÇÃO ENTRE USUÁRIO E PRODUTOR DENTRO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> E A CONFORMAÇÃO DO ARRANJO ORGANIZACIONAL ENTRE A PETROBRAS E SEUS FORNECEDORES NACIONAIS E EXTERNOS	50
2	<b>EVOLUÇÃO E CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL: INFLUÊNCIA DAS POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS NA ESTRATÉGIA INOVATIVA DA PETROBRAS E NA CONFORMAÇÃO DA CADEIA DE FORNECEDORES NO BRASIL</b>	59
2.1	POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS QUE INFLUENCIARAM A ESTRATÉGIA INOVATIVA DA PETROBRAS	59
2.1.1	<b>A estrutura da indústria do petróleo mundial e brasileira antes do choque do petróleo de 1974: fatores que justificaram o comportamento da Petrobras de mero importador de tecnologia</b>	59
2.1.2	<b>Os choques do petróleo e a estratégia brasileira: incentivos para o aprendizado por imitação</b>	70
2.1.3	<b>Os planos de estabilização, instabilidade institucional no setor do petróleo e a produção em águas profundas (1985-1991)</b>	79

2.1.4	<b>Políticas determinantes para o desenvolvimento tecnológico para operação em águas ultraprofundas</b>	84
2.2	POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS QUE INFLUENCIARAM A CONFORMAÇÃO DA CADEIA DE FORNECEDORES DAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO <i>OFFSHORE</i>	94
2.2.1	<b>O início da produção <i>offshore</i> e a importância dos fornecedores externos (1968-1973)</b>	95
2.2.2	<b>Os choques do petróleo e o desenvolvimento dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção <i>offshore</i> (1974-1984)</b>	97
2.2.3	<b>Incertezas macroeconômicas, flexibilização de políticas e o enfraquecimento dos fornecedores nacionais (1985-1991)</b>	99
2.2.4	<b>Abertura econômica, fim da política de substituição de importação e o domínio dos fornecedores externos</b>	104
3	<b>O PRÉ-SAL E AS OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO DA CADEIA DE FORNECEDORES NACIONAIS DE HIDROCICLONES</b>	116
3.1	AS OPORTUNIDADES GERADAS PELO PRÉ-SAL	116
3.2	A IMPORTÂNCIA DOS HIDROCICLONES NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	118
3.3	HISTÓRIA DOS HIDROCICLONES NO BRASIL: PARCERIAS TECNOLÓGICAS, QUEBRA DE PARADIGMA E CONVIVÊNCIA DE TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS DISTINTAS NO MERCADO	123
3.4	CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA PARA DESENVOLVIMENTO, FABRICAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE HIDROCICLONES	129
3.5	SISTEMA DE INOVAÇÃO SOB O PONTO DE VISTA TECNOLÓGICO: ATORES E INSTITUIÇÕES ENVOLVIDOS NO PROCESSO DE INOVAÇÃO DOS HIDROCICLONES E AS OPORTUNIDADES PARA OS FORNECEDORES NACIONAIS	137
3.5.1	<b>Relação usuário-produtor no mercado de hidrociclones</b>	138
3.5.1.1	Relação da Petrobras com seus fornecedores	140
3.5.1.2	Fornecedores Externos	143
3.5.1.3	Fornecedores Nacionais	147
3.5.1.3.1	<i>Fap do Brasil</i>	147
3.5.1.3.2	<i>Delp Engenharia</i>	152

3.5.2	<b>Parcerias entre empresas e universidades</b>	154
3.5.3	<b>Instituições e políticas públicas de apoio</b>	158
3.6	<b>OS TIPOS DE APRENDIZADO DOS AGENTES DO SISTEMA DE INOVAÇÃO</b>	165
	<b>CONCLUSÃO</b>	169
	<b>REFERÊNCIAS</b>	177
	<b>ANEXOS</b>	185

## INTRODUÇÃO

Observa-se hoje uma ampliação da incorporação do conhecimento nas atividades produtivas acompanhada do consenso de que a inovação constitui uma variável estratégica para a competitividade das organizações e dos países. A percepção de que o processo inovativo está altamente correlacionado com o crescimento e o desenvolvimento econômico se tornou, com o passar do tempo, cada vez maior. Diante dessa importância, não só é natural que tenham surgido modelos teóricos no meio acadêmico com a finalidade de entender e explicar tal fenômeno, mas também que eles tenham exercido significativa influência na elaboração do planejamento, diretrizes, medidas e ações das políticas científicas e tecnológicas.

Considerando o caráter estratégico que o petróleo possui, tanto em termos geopolíticos quanto em termos da matriz energética nacional, a exploração do pré-sal a partir de 2006 ganhou ênfase no debate político-econômico nacional trazendo consigo questionamentos acerca da capacidade da cadeia de fornecedores nacionais em aproveitar as oportunidades advindas do aumento da demanda de novas tecnologias bem como de tecnologias maduras.

A produção de óleo da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) deverá passar de 2 milhões de barris por dia (bpd) em 2011 para 4,2 milhões de bpd em 2020. Entre janeiro de 2012 e fevereiro de 2013 a empresa realizou 53 novas descobertas, das quais 25 marítimas, sendo 15 no pré-sal (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2013a). A expectativa de crescimento acentuado da demanda de hidrocarbonetos, além de justificar o aumento das inversões de capital nas atividades de exploração e de produção, tem levado também à expansão dos investimentos em refino, transporte e distribuição de petróleo e gás natural.

O grande volume de investimentos que vem sendo realizado não só pela estatal, mas também pelas petroleiras multinacionais no país, que intensificaram seus investimentos na atividade de produção de petróleo desde o fim do monopólio na década de 1990, tem demandado esforço da cadeia de fornecedores para atender às demandas em termos de preço, prazo e qualidade. Se, por um lado, esse cenário abre

grandes oportunidades para os fornecedores nacionais, por outro, põe esses agentes diante do desafio de alcançar níveis de competitividade compatíveis aos vigentes no mercado internacional.

Destaca-se que os benefícios gerados pelo fortalecimento dos fornecedores nacionais é algo que transcende a indústria do petróleo e que não se restringe a questões relacionadas à mitigação dos gargalos produtivos dessa indústria e à segurança energética nacional. As tecnologias de produção *offshore* são intensivas em conhecimento e as firmas fornecedoras dessas tecnologias são multiproduto e possuem forte encadeamento com firmas de outras indústrias, assim, o incremento da capacitação tecnológica e o aumento da competitividade da cadeia de fornecedores nacionais dessas tecnologias geram transbordamentos para vários setores produtivos da economia. Isso contribui para o aumento da base de conhecimento nacional e, conseqüentemente, redução da dependência do conhecimento externo, para o incremento da produtividade em outros setores, para a elevação das pesquisas científicas nas universidades, para o aumento de empregos qualificados, para o aumento da participação da produção nacional em bens intensivos em tecnologia, etc.

O atual contexto formado pelos desafios e oportunidades relacionados ao pré-sal é semelhante ao que essa indústria se deparou em meados da década de 1980. No passado, assim como hoje, a exploração do petróleo teria que ocorrer em profundidades jamais operadas por qualquer empresa no mundo e ainda não existia tecnologia no mercado internacional adequada para exploração em águas profundas. A janela de oportunidades aberta naquela época foi, sem dúvidas, aproveitada pela Petrobras - que se tornou referência em exploração e produção em águas profundas e agente coordenador do processo inovativo da indústria do petróleo *offshore* no Brasil -, embora não tenha sido acompanhada pela cadeia de fornecedores nacionais, o que limitou, de certa forma, o efeito transbordamento que essa indústria poderia ter gerado.

Assim, uma das questões que se coloca diante dessa nova janela de oportunidades é quais fatores influenciam a capacitação tecnológica da cadeia de fornecedores nacionais contribuindo ou dificultando sua inserção nas redes de aprendizado da Petrobras com vistas ao desenvolvimento tecnológico. De outra forma,



procura-se identificar os fatores que influenciam o esforço inovativo dos fornecedores nacionais possibilitando-os aproveitar as oportunidades existentes e contribuir para o efeito transbordamento potencial que essa indústria pode gerar.

É nesse contexto que essa dissertação se insere. Porém, como é inviável realizar uma análise de todas as tecnologias de produção *offshore*, pois existem especificidades e uma diversidade de agentes e instituições associados à produção e à difusão do conhecimento de cada tecnologia, o presente trabalho se limitou à análise das oportunidades e da capacitação tecnológica dos fornecedores nacionais de uma tecnologia específica, considerada pela Petrobras estratégica para o pré-sal: os hidrociclones para tratamento de águas oleosas.

Partindo-se do pressuposto que o processo de inovação é sistêmico, a abordagem de sistema de inovação é o instrumento teórico utilizado nesse trabalho para analisar os fatores que influenciam as capacitações tecnológicas das firmas. Como a Petrobras é considerada uma empresa âncora, porque além de coordenar o processo de inovação dentro dessa indústria é a principal demandante das tecnologias de produção *offshore*, um bom ponto de partida para analisar os fatores que influenciam os processos de aprendizagem das firmas fornecedoras desse sistema de inovação é através da análise do processo de aprendizagem da estatal.

No entanto, antes de compreender o sistema de inovação associado aos hidrociclones, foi imperativo realizar uma análise anterior do desenvolvimento do sistema de inovação relacionado às tecnologias de produção *offshore* de um modo geral, pois os processos de aprendizagem das firmas possuem caráter cumulativo e as relações estabelecidas entre os diversos agentes são construídas com o tempo. Logo, a análise específica realizada para os hidrociclones no momento atual é precedida de uma análise do desenvolvimento do sistema de inovação das tecnologias de produção *offshore* no Brasil através da evolução do processo de aprendizagem da Petrobras.

Assim, no capítulo 1 será primeiramente realizada uma breve revisão teórica destacando:

- i) as ideias conceituais e analíticas que contribuíram para a formação da abordagem dos sistemas de inovação; e

- ii) a importância da relação entre usuário e produtor para o processo inovativo, visto que é uma relação que gera um tipo de aprendizado extremamente importante para a indústria analisada.

Após, para identificar os agentes que participam diretamente da produção e difusão do conhecimento dentro do sistema de inovação das tecnologias de produção *offshore*, foi realizada uma análise da evolução do processo de aprendizagem da Petrobras destacando o tipo de aprendizado predominante em cada período e os agentes diretamente envolvidos. Por fim, são destacadas as características da relação entre usuário e produtor dentro dessa indústria e suas consequências para os processos de aprendizagem das firmas e para a conformação do arranjo organizacional entre a Petrobras e seus fornecedores nacionais e externos.

Como se acredita que existem fatores externos de ordem geopolítica, macroeconômica, energética e institucional que influenciam indiretamente o processo de aprendizagem e inovativo das firmas, é realizado no capítulo 2 uma análise da constituição e evolução do sistema de inovação do petróleo *offshore* sob a ótica das políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem da Petrobras e dos seus fornecedores.

Primeiramente, são identificadas as políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem da Petrobras e de que forma elas contribuíram para que a estatal pudesse progredir de um mero agente importador de tecnologia dentro do sistema de inovação para um de agente coordenador do processo inovativo e referência internacional no desenvolvimento de tecnologias *offshore*. Posteriormente, são destacadas as políticas implícitas e explícitas que influenciaram, principalmente, o processo de aprendizagem dos fornecedores nacionais. Em cada período analisado são destacadas políticas macroeconômicas e energéticas, planos de governo, políticas de compras da Petrobras, instituições do setor do petróleo e políticas setoriais que contribuíram para que a cadeia de fornecedores nacionais não acompanhasse a trajetória inovativa da estatal.

Sabendo dos principais agentes e instituições que contribuem para a formação e difusão do conhecimento dentro dessa indústria, verificaram-se no capítulo 3 aqueles

que exercem no momento atual tal contribuição para uma tecnologia específica: os hidrociclones. Em primeiro lugar, são levantados os desafios e as oportunidades que se apresentam para a cadeia de fornecedores com o crescimento dos investimentos da Petrobras devido ao pré-sal.

Em um segundo momento, é destacada a importância dos hidrociclones para a produção de petróleo e, num terceiro momento, é realizado um relato da história dos hidrociclones na produção de petróleo no Brasil com ênfase:

- i) nas parcerias tecnológicas na produção dessa tecnologia;
- ii) na quebra de paradigma tecnológico quando da introdução dos hidrociclones no processo produtivo de petróleo *offshore*; e
- iii) na convivência de trajetórias tecnológicas distintas no mercado brasileiro.

Em quarto lugar, são levantadas as capacitações tecnológicas para o desenvolvimento, fabricação e comercialização dos hidrociclones. Em quinto, são identificados os principais atores que participam diretamente do processo inovativo relacionado aos hidrociclones e as políticas explícitas e implícitas que influenciam indiretamente o processo de aprendizagem desses atores. No final do capítulo 3 são apresentados os diferentes tipos de aprendizado dos agentes do sistema de inovação. Por fim, seguem as principais conclusões.

# 1 EVOLUÇÃO E CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO OFFSHORE NO BRASIL: ANÁLISE DO PROCESSO DE APRENDIZAGEM NO PERÍODO 1968-2005

## 1.1 A INOVAÇÃO COMO UM PROCESSO SISTÊMICO E A IMPORTÂNCIA DA INTERAÇÃO ENTRE PRODUTOR E USUÁRIO

Observa-se hoje uma crescente incorporação do conhecimento nas atividades produtivas acompanhada do consenso de que a inovação constitui uma variável estratégica para a competitividade das organizações e dos países. A percepção de que o processo inovativo está altamente correlacionado com o crescimento e o desenvolvimento econômico se tornou, com o passar do tempo, cada vez maior. Diante dessa importância, não só é natural que tenham surgido modelos teóricos no meio acadêmico com a finalidade de entender e explicar tal fenômeno, mas também que eles tenham exercido significativa influência na elaboração do planejamento, diretrizes, medidas e ações das políticas científicas e tecnológicas.

Lundvall (2007) destaca que as ideias conceituais e analíticas acerca do processo inovativo foram desenvolvidas por diferentes gerações que contribuíram para o moderno entendimento de sistemas de inovação. A abordagem de sistema de inovação é o instrumento teórico utilizado para estudar a inovação tecnológica dentro da indústria do petróleo *offshore* e analisar como o fornecedor de capital nacional pode se inserir nesse processo e aproveitar as novas oportunidades resultantes da exploração do pré-sal. Dessa forma, é importante entender a evolução das ideias e conceitos que concorreram para o desenvolvimento dessa abordagem.

Adam Smith, em sua obra “A riqueza das nações”, chamou atenção para alguns modos de aprendizado da firma que contribuem para a inovação. De acordo com suas observações empíricas, ele concluiu que a divisão do trabalho gera necessariamente um acúmulo de aprendizado pelos trabalhadores ao realizarem suas tarefas e usarem as máquinas e que esse estoque de aprendizado é uma das principais fontes de inovação e, conseqüentemente, responsável pelos incrementos de produtividade. Além

disso, para Smith, as melhorias no desempenho das máquinas não resultavam somente das ideias daqueles que as utilizavam. Segundo ele, com a divisão do trabalho, passava a existir um grupo de trabalhadores que se especializava na pesquisa e na invenção de melhorias dos instrumentos de trabalho e a grande característica da atividade específica desse grupo é a quantidade de ciência utilizada na sua realização.

Marx, em sua análise histórica na obra “O capital”, destacou o conflito entre as novas forças produtivas e as relações produtivas que estão em vigor. Essa observação, no nível micro, vai ao encontro da ideia de que as inovações tecnológicas radicais não podem ser desenvolvidas dentro das antigas formas organizacionais e nem podem ser oriundas de um conjunto de competências estabelecidas. No nível macro, a assertiva do autor sugere a necessidade de transformações sociais e institucionais como condição para que os benefícios gerados pela nova tecnologia possam ser aproveitados. Lundvall (2007) concorda que o referido autor foi pioneiro ao considerar a ciência como uma força de produção e as competências tecnológicas da firma como fontes de inovação para que ela amplie mercados e reduza custos.

Friedrich List, em 1841, foi o primeiro a utilizar o termo ‘Sistema Nacional de Economia Política’. Segundo Freeman (1995), ele anteviu muitos dos conceitos empregados atualmente para sistema de inovação. A principal preocupação de List residia em como a Alemanha, naquela época, poderia superar a Inglaterra. Para que isso ocorresse, segundo o autor, era necessário não somente proteção à indústria nascente, mas também um conjunto de políticas que visasse acelerar, ou fazer possível, a industrialização e o crescimento econômico. Essas políticas deveriam ter um foco no aprendizado sobre novas tecnologias e sobre como aplicá-las. Assim, o autor destacou que, no nível micro, as empresas deveriam focar simultaneamente no aumento da capacitação interna, através de treinamentos externos e intercâmbio de funcionários com outras empresas, e na importação de tecnologia visando um posterior desenvolvimento da mesma no futuro. No nível macro, o governo teria um papel fundamental em suportar a estratégia das firmas através da coordenação e da elaboração de políticas de longo prazo. Desse modo, seria função do governo: desenvolver mecanismos para facilitar a importação de tecnologias, criar meios de

intercâmbio de profissionais entre países, desenvolver sistema educacional (formal e técnico) relacionado às tecnologias importadas, criar instituições que estimulassem o desenvolvimento e difusão das tecnologias, etc. A partir dessas orientações, conclui-se que List considerava como variáveis importantes para o processo inovativo: o acúmulo de aprendizado, o conhecimento tácito, o papel do estado e as relações da firma com seu ambiente externo.

Marshall, segundo Metcalfe (apud LUNDVALL, 2007), fez grandes contribuições para a abordagem teórica de sistema de inovação: relaciona inovação com gestão de competências; traz para sua análise a importância dos arranjos institucionais em termos de diferentes tipos de laboratórios de pesquisa; e reconhece que o sistema como um todo e o modo das inovações diferem entre os países. Na sua tentativa de explicar as flutuações de oferta e demanda e o desenvolvimento econômico, utilizou um método que combina a análise de estatísticas de curto prazo, para entender as flutuações, com a análise do desenvolvimento evolucionário, onde as inovações ocorrem e os agentes se tornam mais competentes, para entender o processo de desenvolvimento. Assim, para Metcalfe, Marshall tenta estabelecer uma relação entre ordem e mudança que dentro da abordagem do sistema de inovação está associada às características específicas do sistema, tais como estrutura econômica, relações e arcabouço institucional, que devem representar continuidade e ordem a fim de formar um ambiente para a inovação onde o conhecimento tecnológico e as competências individuais e organizacionais mudam.

Dentre os autores clássicos, foi Schumpeter que considerou o processo inovativo como principal motor da dinâmica econômica. No entanto, como destaca Cassiolato e Lastres (2005), mesmo tendo colocado a inovação no centro da sua teoria de desenvolvimento, ele não a estudou com profundidade. Nas suas duas grandes obras, “Teoria do desenvolvimento econômico” e “Capitalismo, socialismo e democracia”, Schumpeter destacou o papel do empreendedor individual e das grandes firmas – para as últimas, deu-se ênfase às equipes de pesquisa e desenvolvimento (P&D) – como principais responsáveis pela introdução de novas soluções tecnológicas no mercado. Como ressalta Lundvall (2007), outra contribuição dada pelo autor se refere ao

importante papel da imitação como forma dos seguidores realizarem o *catching-up* em relação ao líder.

Os modelos lineares predominaram no meio acadêmico e influenciaram as políticas científicas e tecnológicas dos países no pós-guerra. Eles encaravam o processo de inovação como sendo isolado e ocorrendo em estágios sucessivos e independentes de pesquisa básica, pesquisa aplicada, desenvolvimento, produção e difusão. A grande discussão se dava em torno da principal fonte de inovação que se polarizava entre o desenvolvimento científico (*science push*) e as pressões de demanda por novas tecnologias (*demand pull*). Apesar da incompleta compreensão que esses modelos apresentaram sobre a inovação, eles foram importantes para destacar duas importantes fontes de inovação: ciência e necessidade dos usuários.

Somente a partir da década de 1970, uma série de trabalhos acadêmicos baseados em estudos empíricos mostrou um avanço da compreensão do processo inovativo e veio contribuir de forma significativa para a abordagem de sistema de inovação. Esses trabalhos passam a ver a inovação não como um ato isolado, mas como um processo de aprendizado dinâmico, cumulativo, específico de uma localidade e configurado institucionalmente.

Um deles foi o trabalho realizado por um grupo da Universidade de Sussex na Inglaterra. Nesse trabalho, Rothwell et al (1974) buscaram encontrar os principais determinantes do sucesso inovativo ao comparar empresas que obtiveram sucesso e que fracassaram na tentativa de lançar suas inovações no mercado. Eles concluíram que as principais características das firmas que obtiveram sucesso foram:

- i) interação de áreas internas estratégicas da firma;
- ii) relações com fontes de informação científica e tecnológica externas à firma; e
- iii) preocupação com as necessidades dos usuários e formações de rede.

Kline e Rosemberg (1986), na busca de um entendimento melhor acerca do processo inovativo, elaboraram o modelo *chain link model*. Através da análise de casos empíricos, eles observam que o sucesso de uma inovação está altamente correlacionado com sua capacidade de combinar conhecimento tecnológico existente para satisfazer as necessidades do usuário respeitando simultaneamente restrições

técnica, econômica e de outras naturezas (institucional, por exemplo). Dessa constatação segue que a inovação difere entre países e entre setores e é específica a cada localidade. O modelo teórico elaborado por eles destaca o emprego do método científico de pesquisa ao longo de toda a cadeia de desenvolvimento da inovação (da atividade de design até a produção da inovação), o papel de destaque da atividade de design no processo inovativo e os vários feedbacks entre as áreas de P&D, produção e marketing da firma como importantes para ajustar as necessidades de mercado com o conhecimento tecnológico disponível. Reconhecendo as incertezas e todo o risco que envolve a inovação, os autores consideram que a incerteza está relacionada com o ciclo de vida dos produtos e com o estoque de conhecimento. Um menor estoque de conhecimento (científico e/ou tecnológico) e os estágios iniciais do ciclo de vida do produto estão relacionados a um alto nível de risco. Dessa forma, as interações intra e extra firma destacadas pelo *chain link model* são formas de reduzir esse risco.

Outro grupo nos Estados Unidos analisou a importância que as empresas americanas davam ao ambiente externo e interno para a introdução das suas inovações no mercado. Klevorick et al (1995) partiram do pressuposto que o investimento em P&D de uma firma dependia diretamente de duas variáveis: oportunidades tecnológicas e grau de apropriabilidade dos benefícios da inovação. Em resumo, as oportunidades tecnológicas encontravam-se e cresciam com:

- i) avanço nas áreas científicas com as quais a atividade da firma está relacionada;
- ii) avanço tecnológico de algum ou de alguns atores da rede de contato da firma, como por exemplo fornecedores, usuários, universidades, centros de pesquisa, agências governamentais, etc;
- iii) avanço tecnológico decorrente da trajetória natural da tecnologia.

De fato, concluíram que, apesar de o investimento em P&D ser importante, as firmas consideravam como muito relevante para o próprio sucesso inovativo os avanços que ocorriam nas ciências, inovações implementadas por fornecedores ou usuários, a mecanização ou automação de equipamentos de produção, etc. Os autores ressaltaram



também que os diferentes setores pesquisados davam importância distinta às diferentes oportunidades tecnológicas.

Freeman (1995) atribui a Lundvall o pioneirismo na utilização do conceito de sistema de inovação, enquanto Lundvall (2007) devota esse feito à Freeman. Independente de quem foi o “pai” do conceito, fato é que ambos destacam a contribuição dos autores clássicos, dos grupos de pesquisa mencionados nos parágrafos anteriores e de outros trabalhos para a evolução das ideias conceituais e analíticas acerca do processo inovativo ao longo do tempo e que foram determinantes para a elaboração do conceito.

O sistema de inovação é entendido como o conjunto de agentes distintos que contribuem para o desenvolvimento da capacidade de inovação e de aprendizagem de um país, região, setor ou localidade. A principal característica desse sistema é que os agentes interagem de modo a produzir, difundir e usar o conhecimento. Como consequência direta desse conceito tem-se que o processo inovativo é específico e deve ser entendido de acordo com suas peculiaridades (CASSIOLATO; LASTRES, 2005). Esse caráter idiossincrático existe porque quando as relações e interações entre os agentes passam a ser considerados elementos-chave para o processo, fatores específicos de ordem econômica (produtivo e financeiro), social, político-institucional e cultural afetos ao sistema e que interferem nessas relações não poderão ser replicados e deverão estar na análise do processo inovativo.

Quando a inovação é entendida como um processo sistêmico e não linear, mais do que um fato isolado, é preciso destacar como consequência dessa assertiva o caráter específico e localizado da inovação e do conhecimento. Desse modo, as firmas encontram-se incorporadas dentro de um ambiente político-socioeconômico que reflete trajetórias históricas e culturais específicas.

O entendimento da inovação como um processo específico e socialmente determinado implica que a aquisição de tecnologia estrangeira não é substituta do esforço local. Pelo contrário, é necessário muito conhecimento para ser capaz de interpretar informações, selecionar, comprar (ou copiar), transformar e internalizar a tecnologia (CASSIOLATO; LASTRES, 2008).

O caráter sistêmico traz para a análise do processo inovativo das firmas fatores que se encontram fora do ambiente organizacional. A performance inovativa desses agentes econômicos não depende somente dos investimentos em P&D, mas também da forma como eles interagem com seus concorrentes e com outros agentes e da forma como eles adquirem, usam e difundem o conhecimento. Portanto, a capacidade inovativa das firmas dependerá de uma combinação dos fatores sociais, políticos, culturais e institucionais e do ambiente que elas estão inseridas. Isso traz para a discussão do processo inovativo a importância dos contextos produtivo, financeiro, social, institucional e político, bem como as esferas micro, meso e macro.

As tecnologias de produção *offshore* são consideradas altamente complexas devido:

- i) ao conjunto de conhecimentos científico e tecnológico de áreas diferentes incorporado em uma mesma tecnologia;
- ii) à necessidade de realizar melhorias contínuas na tecnologia à medida que as condições de produção do campo petrolífero vão sendo alteradas; e
- iii) à integração de vários subsistemas (elétrico, mecânico, etc) em um mesmo equipamento.

Diante dessa complexidade, é natural que os conhecimentos relevantes para o desenvolvimento de inovações estejam dispersos entre vários agentes. Outra característica dessas tecnologias é o elevado risco que permeia seus projetos inovativos, dado o alto volume de recursos financeiros envolvido e as incertezas inerentes a tais projetos.

Considerando essas características, a abordagem de sistemas de inovação é mais adequada para analisar o processo inovativo associado às tecnologias de produção *offshore*. Como foi destacado, existem vários agentes que participam diretamente do processo inovativo e a forma como esses agentes interagem e aprendem é particular para cada tecnologia e é influenciada por fatores históricos, culturais, sociais, políticos e institucionais que moldam as interações entre os agentes e influenciam o processo de aprendizagem de cada um.

Além disso, considerando o elevado risco envolvido nos projetos inovativos, o papel das instituições financeiras e das políticas implícitas e explícitas que contribuem para a redução desses riscos não pode deixar de ser considerado.

Como já foi dito, o presente trabalho utilizará a abordagem de sistema de inovação para analisar o processo inovativo dentro da indústria do petróleo *offshore*. Nesse sentido, um bom ponto de partida para a análise de qualquer sistema de inovação é o processo de aprendizagem das firmas que estão inseridas nesse sistema. Assim, procura-se destacar os principais tipos de aprendizado da firma com ênfase no aprendizado por interação.

A inovação, nesse trabalho, é entendida como uma nova tecnologia introduzida no mercado que, de um lado, é uma solução para um problema do usuário e, de outro, é fonte de lucro para o produtor da tecnologia. Como destaca Lundvall (1988), algumas das principais características das sociedades industriais são a divisão vertical do trabalho e o caráter pervasivo das atividades inovativas. Como consequência direta dessas características tem-se que a inovação será produzida por um agente que não possui informação perfeita acerca das reais necessidades dos usuários, surgindo a indagação sobre como ele irá transmitir o valor de uso da nova tecnologia, ao passo que seu usuário não possui informação perfeita acerca das características da inovação, e se ela irá realmente satisfazer suas necessidades (ou seja, se terá “valor de uso”). Dado esse fato estilizado, para que a inovação seja bem sucedida é impossível não considerá-la como resultado de um processo interativo entre produtores e usuários que será permeado por outras interações que esses dois agentes estabelecem com outros atores do ambiente que lhes dão suporte em suas atividades.

Do exposto acima, fica evidente que o sucesso inovativo dependerá de um conjunto de relações estabelecidas. O estabelecimento da interação produtiva entre usuário e produtor envolve elevados risco e custo. Tanto o produtor quanto o usuário não sabem da real competência e da reputação de confiança que seu potencial parceiro possui. O produtor não sabe se o usuário possui conhecimento suficiente para transmitir suas reais necessidades, colaborando o máximo possível para o desenvolvimento do produto. O usuário, por sua vez, não tem certeza se o produtor

será capaz de compreender o problema que ele deseja resolver. Além disso, ambos possuem receio de o parceiro repassar as informações compartilhadas para concorrentes. Esse contexto específico caracteriza um alto grau de risco associado a esse tipo de cooperação.

O custo de estabelecer uma relação com o outro agente também é alto, pois para que as informações possam fluir entre ambos é necessário utilizar canais e códigos de comunicação. Esse custo está geralmente associado:

- i) ao grau de utilização da tecnologia da informação dentro de cada indústria; e
- ii) aos arranjos institucionais presentes no ambiente.

Os agentes fazem suas análises custo-benefício considerando duas variáveis: custo de desenvolvimento ou utilização dos canais e códigos de comunicação; e a possível durabilidade das parcerias.

Lundvall (1988) destaca que a relação usuário-produtor tende a ser mais intensa quando a tecnologia envolvida é mais complexa, necessita de conhecimentos de áreas distintas e suas características específicas mudam rapidamente. Se a tecnologia é relativamente simples ou madura, ela é normalmente desenvolvida somente pelo produtor, caso contrário, a interação entre quem produz e quem usa a tecnologia será crucial para o seu desenvolvimento.

Em geral, o produtor se relaciona com um conjunto seleto de usuários, ao passo que esses últimos interagem com um ou poucos produtores. A primeira interação é sempre a que envolve maiores riscos e custos devido à falta de informação que um possui do outro e devido à instabilidade ou a não existência dos canais de comunicação e códigos. No entanto, após essa primeira fase, cada agente passa a ter informações sobre o outro e, se a experiência gerou bons resultados, a confiança mútua é estabelecida e torna-se uma variável determinante para a continuação dessa relação. Os canais e códigos são continuamente aperfeiçoados por eles. Assim, uma vez estabelecida a confiança, é difícil que produtor ou usuário sejam estimulados a quebrar essa relação. No entanto, caso alguma mudança altere a relação custo-benefício dessa parceria, afetando os canais e códigos estabelecidos, por exemplo, é possível que haja estímulo para que um (ou ambos) dos agentes não permaneça nessa relação.

Fica evidente que quando ainda não existe nenhuma interação precedente entre fornecedor e usuário, a capacitação específica de cada agente será um mecanismo de sinalização que servirá para os agentes analisarem o potencial sucesso da cooperação. Depois que esta última ocorre, tanto produtor quanto usuário conseguem reduzir o risco, pois terão informações acerca de seus parceiros. Além disso, na interação, ambos os agentes se apropriam de conhecimentos que foram partilhados alterando permanentemente suas capacitações.

Uma vez que a própria capacitação funciona como um “bilhete de entrada” de qualquer relação de cooperação, devem-se destacar as formas como as empresas acumulam conhecimento através do aprendizado. De forma geral, a literatura destaca dois grandes tipos de aprendizado da firma: o interno e o externo.

O aprendizado interno está ligado às principais funções da empresa (produção, marketing, organização, P&D). Os três principais tipos de aprendizado interno são:

- i) aprendizado pelo uso (*learning by using*), relacionado com a introdução de novas tecnologias, incorporadas em bens de capital, pela firma. Esse tipo de aprendizado é altamente tácito e gera aumento na eficiência produtiva;
- ii) aprendizado por experiência (*learning by doing*), ligado ao processo produtivo da empresa e gera um fluxo contínuo de melhorias e inovações incrementais em processo e produtos; e
- iii) aprendizado por busca (*learning by searching*), se refere às atividades de criação de novos conhecimentos, normalmente realizadas em parcerias com universidades e centros de pesquisa, gerando introdução de inovações incrementais e radicais.

As principais formas assumidas pelo aprendizado externo são:

- i) aprendizado por imitação (*learning by imitating*), gerado a partir da reprodução de inovações feitas por outras firmas;
- ii) aprendizado por interação (*learning by interacting*), obtido através da relação com usuários e fornecedores ao longo da cadeia produtiva; e
- iii) aprendizado por cooperação (*learning by cooperating*), resultante do processo colaborativo com outras empresas, concorrentes ou não.

Cassiolato (2004) destaca que o aprendizado externo não pode substituir o interno, mas sim aumentar sua velocidade e/ou modificar sua direção e dimensões relevantes. Na verdade, esses dois grandes tipos de aprendizado são complementares, sendo o interno condição necessária para o externo. Assim, a firma deve possuir capacitação suficiente para poder receber, elaborar e assimilar o conhecimento obtido de fora das suas fronteiras.

Considerando a relevância da interação entre usuário e produtor para o processo inovativo e as várias formas de aprendizado da firma, pode-se propor um “caminho de aprendizado” a ser seguido pela firma para que ela acumule aprendizado e possa estabelecer interações dentro de sua cadeia produtiva. A figura 1 ilustra uma proposta de como esse “caminho” poderia ser percorrido pelas firmas.

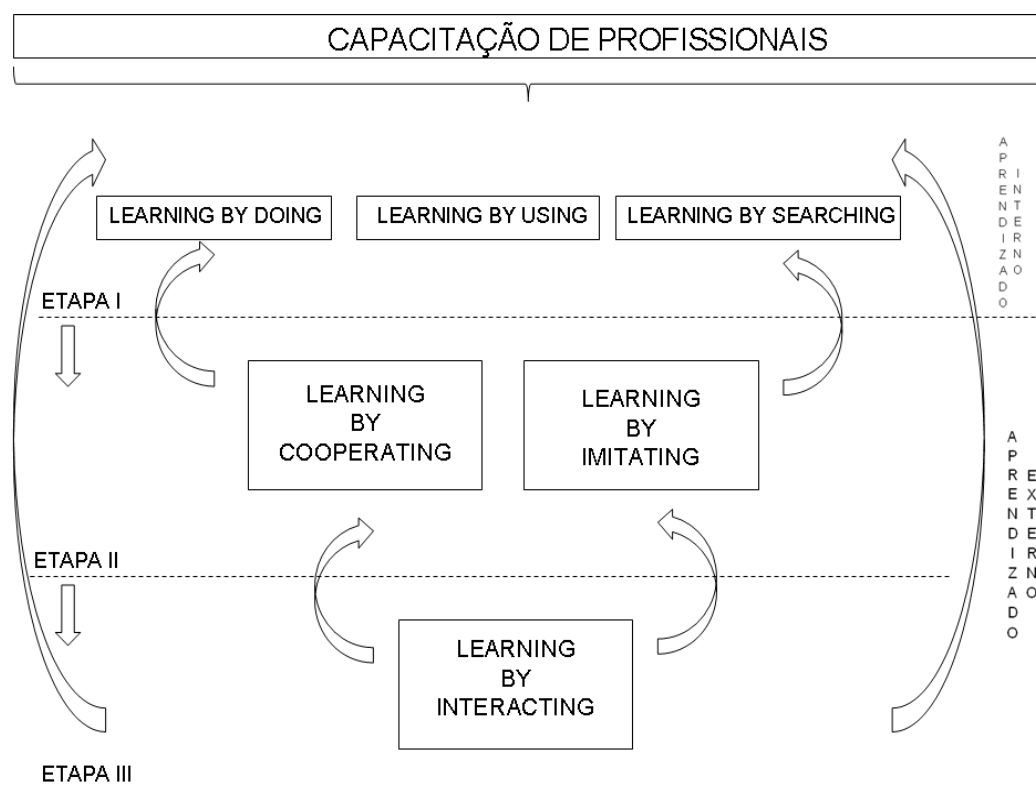


Figura 1 – Processo de aprendizagem: do aprendizado interno ao aprendizado por interação.  
Fonte: Elaboração própria.

As setas para baixo indicam que o aprendizado acumulado em cada etapa não só é condição necessária para que a firma passe para a etapa seguinte, mas também irá

interferir no modo de aprendizado da etapa posterior. As setas para cima indicam que aprendizados adquiridos em etapas posteriores influenciam os aprendizados das etapas anteriores. É preciso fazer algumas ressalvas acerca do modelo:

- i) a ordem sequencial de acúmulo de aprendizado estabelecida (etapas I, II, III) foi feita para evidenciar uma maneira “mais completa” da firma adquirir gradativamente conhecimento e conseguir “sinalizar” da melhor forma para seus parceiros potenciais seu nível de capacitação. No entanto, na realidade é mais comum que a firma utilize concomitantemente várias formas de aprendizado;
- ii) as firmas não necessitam percorrer etapa por etapa para chegar na etapa III, ou seja, as etapas I e II; I e III; I, II e III podem ser realizadas concomitantemente. A orientação das firmas para determinado tipo de aprendizado dependerá, em grande medida, da tecnologia e do seu nível de complexidade;
- iii) a partir do momento em que a empresa começa a orientar seu aprendizado para o ambiente externo (etapa II ou III), o modelo deixa de ser linear (etapa I precedendo a II, que precede a III) para ser dinâmico, com o aprendizado de cada etapa influenciando os demais;
- iv) cada aprendizado influencia os outros que estão na mesma etapa.

Como visto nessa seção, algumas características da sociedade moderna fazem com que a inovação seja produzida por um agente e utilizada por outro. Esse fato estilizado gera incertezas que para serem reduzidas exigem acúmulo de aprendizado pelas empresas e as obrigam a direcionar seus esforços para um tipo específico de aprendizado: interação entre produtor e usuário (*learning by interacting*). A interação, por sua vez, não é um processo dado e para que ela ocorra é preciso desenvolver (ou utilizar) canais e códigos de comunicação que muitas vezes dependerão da estrutura econômica, política, institucional e cultural que permeia esses agentes. Os demais tipos de aprendizado, que podem contribuir para que a interação ocorra, também serão influenciados por essa estrutura. Devido a essa característica sistêmica do processo inovativo, o conceito de sistema de inovação é útil para ajudar a identificar não só os agentes que contribuem para o desenvolvimento da capacidade de inovação e de

aprendizagem, mas também as relações estabelecidas por eles e que contribuem para o processo inovativo.

A próxima seção descreverá a evolução do sistema de inovação da indústria do petróleo *offshore* no Brasil. A Petrobras é considerada uma empresa âncora que coordena o processo de inovação dentro dessa indústria. As principais tecnologias inovadoras que possibilitaram a exploração de petróleo em lâminas d'água cada vez mais profundas foram, em sua maioria, resultado de parcerias entre a petroleira e seus fornecedores. Devido a essas características, observar como a estatal atingiu o atual nível tecnológico é importante para entender como os fornecedores se inseriram nas redes de cooperação da estatal, de que forma foram criadas barreiras à entrada para novos fornecedores e de que maneira os fornecedores de capital nacional poderão se inserir nessas redes de cooperação e aproveitar as oportunidades que estão surgindo com o pré-sal.

## 1.2 ACUMULAÇÃO DE APRENDIZADO E FORMAÇÃO DA BASE DE CONHECIMENTO NO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO *OFFSHORE* NO BRASIL: ANÁLISE DO PERÍODO ENTRE 1968 E 2005

A atividade petrolífera *offshore* compreende três etapas: exploração, desenvolvimento e produção. Na etapa de exploração identificam-se e quantificam-se novas reservas de petróleo. Essa etapa é formada por quatro atividades principais. A primeira consiste na campanha sísmica, onde os navios sísmicos coletam informações geológicas do subsolo. A segunda atividade abrange o processamento dos dados coletados e a conversão desses em modelos úteis para análise da estrutura do subsolo. Segundo Almeida (2002), essa é uma das principais atividades da etapa de exploração, pois é através do processamento dos dados que grandes reservas de petróleo são identificadas e, por essa razão, as empresas de petróleo tendem a não terceirizá-la (diferentemente do que ocorre com a atividade de campanha sísmica). A terceira atividade consiste na interpretação do perfil geológico para definição se ocorrerá



perfuração ou não. A última corresponde à perfuração de poços de exploração para identificar a existência de reserva, sua magnitude, a qualidade do óleo, etc.

Na etapa de desenvolvimento, elabora-se um planejamento de como o reservatório será explorado e quais recursos serão utilizados. Para isso, inicialmente, estimam-se quantos poços deverão ser perfurados de modo a otimizar a exploração do reservatório. Posteriormente, são desenvolvidos projetos de engenharia com base nas condições de produção a fim de definir os equipamentos e materiais mais adequados. Por fim, é realizada a montagem dos equipamentos e instalações de modo a deixar o reservatório pronto para iniciar a produção.

Na última etapa, é realizada a recuperação do petróleo propriamente dita. Nela, as principais atividades são as de manutenção e de supervisão. A manutenção corresponde à recuperação de peças, equipamentos e instalações desgastados ou com defeito. A supervisão compreende o controle das condições do ambiente de exploração tais como pressão, fluxo de fluídos, vazão do óleo, etc.

A descrição da evolução do sistema de inovação da indústria do petróleo *offshore* no Brasil, que será vista adiante, será focada em tecnologias utilizadas na etapa de produção, ou seja, nas atividades de exploração do petróleo propriamente ditas. Essas tecnologias abrangem: *riser*, linhas flexíveis, ANM, equipamentos de processamento (separação de óleo, água e gás), plataformas de produção, umbilicais, cabeça de poço, etc. Seus fornecedores encontram-se no primeiro elo da cadeia da indústria parapatrolífera (IPP). A Petrobras atua como principal demandante da IPP e historicamente coordena o processo inovativo dentro da indústria. Dessa forma, a descrição que segue irá destacar as diferentes formas de aprendizado associadas às principais tecnologias de produção que contribuíram para a formação da base de conhecimento do principal agente da indústria de petróleo *offshore* brasileira.

A opção pelas tecnologias de produção se deu por terem significativa complexidade e ampla base de conhecimento associada ao seu desenvolvimento tecnológico, o que gera efeitos de transbordamento para outros setores. Dessa forma, a presença de fornecedores nacionais nos mercados dessas tecnologias é fundamental

para possibilitar esse efeito transbordamento e para mitigar possíveis gargalos produtivos da própria indústria.

É importante lembrar que, em cada período analisado, serão destacados os tipos de aprendizado que foram mais comuns para a maioria das tecnologias de produção e que contribuíram de maneira significativa para a evolução das capacitações tecnológicas da empresa e para seu desempenho. É lógico que outros tipos de aprendizado, diferentes dos que serão enfatizados em cada período, foram mais importantes para uma ou outra tecnologia e/ou ocorreram paralelamente aos principais aprendizados de cada período, uma vez que, como já foi enfatizado na seção anterior, o processo de aprendizagem possui um caráter dinâmico e não linear. Vale destacar também que associados a esse processo de aprendizagem existem relações de confiança que são desenvolvidas e que terão grande influência, até mesmo maior que as variáveis econômicas, nas decisões de investimento.

Em 1968, a Petrobras descobriu seu primeiro reservatório de petróleo *offshore* conhecido como campo de Guaricema em Sergipe. De 1968 até 1973, a principal estratégia da companhia compreendeu acumular conhecimento operacional com dois principais propósitos:

- i) identificar tecnologias e serviços mais adequados aos processos de produção;
- ii) identificar problemas de instalação e operação das tecnologias.

Durante esses anos, a Petrobras exerceu um papel passivo dentro do sistema de inovação voltando seu esforço inovativo para a importação de tecnologias. Nessa primeira fase, destaca-se a parceria firmada pela empresa com seus fornecedores externos (nesse trabalho será considerado fornecedor externo aquele que a propriedade da maioria do seu capital financeiro é de agentes externos, não importando a localização da empresa) e não com fornecedores nacionais (nesse trabalho serão considerados fornecedores nacionais aquele que a propriedade da maioria do seu capital financeiro é de agentes internos).

De acordo com Freitas (1995), em virtude das descobertas na plataforma continental, a área de produção da empresa iniciou estudos para definição das plataformas fixas que seriam instaladas na bacia de Sergipe. Para isso, a empresa

americana A. H. Glenn and Associates realizou trabalhos de meteorologia e oceanografia com a finalidade de coletar informações que ajudassem na seleção das jaquetas, estacas e do convés da plataforma. O projeto básico desses sistemas de produção foi adquirido junto a uma empresa projetista estrangeira. Vale ressaltar que os técnicos da estatal participaram dos programas de estágio e treinamento realizados por essa empresa estrangeira. As plataformas fixas foram instaladas nos campos de Guaricema, Caioba, Camurim e Dourado em lâminas d'água entre 30 e 50 metros.

As atividades de acumulação tecnológica estavam focadas na assimilação de métodos, aquisição de equipamentos, serviços e 'know-how' operacional. A divisão do trabalho na produção do conhecimento entre a Petrobras e seus parceiros era desequilibrada e assimétrica, pois as atividades-chave de P&D e de projetos básicos eram realizadas pelos fornecedores externos, enquanto que a Petrobras limitava-se a contribuir com a produção de conhecimento operacional resultante do uso e da solução de problemas que ocorriam com os equipamentos (DANTAS; BELL, 2011). Dessa forma, destacam-se nesse período três principais tipos de aprendizado:

- i) aprendizado pelo uso, originado pela operação e solução de problemas nas tecnologias de produção e que gerava aumento na eficiência produtiva da empresa;
- ii) aprendizado por experiência, associado à execução do processo de exploração de petróleo *offshore*; e
- iii) aprendizado por interação, acumulado através de relações com fornecedores externos que eram estabelecidas com a finalidade de fazer pequenos ajustes nas tecnologias, adequando-as às especificações dos campos de petróleo brasileiros.

Apesar da importância exercida pelo seu centro de pesquisa, o Centro de Pesquisas & Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), nessa fase é perceptível a relevância que as áreas de materiais e de engenharia da Petrobras possuíam. O Cenpes foi criado em 1963 e suas atividades bem como a qualificação dos seus profissionais, principalmente nessa primeira fase, não estavam voltadas para as atividades de exploração de petróleo *offshore*, mas sim para as atividades do

*downstream* (ARAÚJO; MENDES; COSTA, 2012). Desse modo, houve um esforço maior na qualificação dos profissionais das áreas de engenharia e produção, para que pudessem identificar e reportar problemas, e de materiais, para que identificassem melhores fornecedores e definissem as melhores especificações de compras. Nesse momento, as atividades dessas duas áreas foram estratégicas e impactaram diretamente nos resultados da empresa.

Outro ponto que ficou evidente nesse período foi que o investimento na capacitação de profissionais para proporcionar um melhor aprendizado por uso e por experiência foi determinante para que a empresa pudesse interagir com seus fornecedores externos e estabelecer os primeiros canais e códigos de comunicação com a finalidade de utilizar produtos mais adequados ao seu processo produtivo.

O ano de 1974 é o primeiro ponto de inflexão dessa indústria. A Petrobras descobriu uma grande reserva em águas rasas (até 400 metros) na Bacia de Campos. Assim, no período de 1974 até 1984, a companhia se empenhou em adquirir conhecimentos científicos e tecnológicos existentes associados às tecnologias de produção, além de conhecimentos relacionados aos projetos de engenharia de exploração e produção (E&P), com a finalidade de dominar o conhecimento das tecnologias já presentes no mercado internacional. A empresa necessitava acumular amplo conhecimento, pois, diante da necessidade de explorar o petróleo no mar, ela teria que analisar quais suas reais necessidades tecnológicas e participar do desenvolvimento de tecnologias mais adequadas às suas características de produção (especificidades geológicas, características do óleo extraído, gás associado, etc). Somente dessa forma a estatal poderia utilizar tecnologias eficientes de produção para a exploração das novas reservas descobertas.

Vale destacar que, na indústria do petróleo, existem algumas características das tecnologias de produção que obrigam um esforço de capacitação contínua dos seus agentes, em especial das empresas de petróleo. Dentre essas motivações, destacam-se:

- i) a complexidade tecnológica aumenta com a profundidade das descobertas nos novos campos. Para conseguir até mesmo operar essas tecnologias é preciso

que a empresa realize um significativo esforço voltado à capacitação de seus profissionais;

- ii) o caráter específico das tecnologias que está associado às características geológicas, químicas e marinhas mutáveis de cada campo. Cada novo campo que será explorado possui características específicas e a empresa precisa saber se haverá necessidade ou não de realização de melhorias nas tecnologias e quais melhorias devem ser feitas;
- iii) a necessidade de interação de diversos agentes para o desenvolvimento tecnológico. Essa característica requer ampla capacitação das petroleiras para que ela consiga se inserir nas redes de conhecimento;
- iv) o domínio do conhecimento tecnológico gera benefícios de redução de custos para a petroleira, uma vez que expõe o mercado fornecedor do primeiro elo da cadeia, que em geral é oligopolizado, a uma concorrência potencial.

No período entre 1974 e 1984, a Petrobras passou a realizar grandes investimentos na qualificação de seus profissionais. Nessa época, foi grande o esforço da empresa para enviar sua força de trabalho às universidades, tanto nacionais como estrangeiras, que possuíssem os conhecimentos científicos e tecnológicos relevantes para a compreensão das tecnologias de produção de petróleo em águas rasas. Fica claro o objetivo de capacitar seu corpo técnico para identificar as tecnologias existentes mais convenientes às condições de produção, conseguir reportar adequadamente aos fornecedores os problemas encontrados e, posteriormente, conseguir ajudar na reprodução dessas tecnologias. A empresa cedo já percebia que a capacidade de aprendizado da firma depende e está fortemente correlacionada com o nível de capacitação da sua força de trabalho.

Assim, durante esse período, devido à contínua capacitação de profissionais das áreas operacionais, a estatal continua acumulando aprendizado através do uso das tecnologias. No caso da ANM, *risers*, linhas flexíveis e plataforma semissubmersível, esse aprendizado dava à empresa a capacidade de selecionar, usar e identificar problemas nas tecnologias.

De acordo com Furtado (1996), o aprendizado por experiência permitiu que os departamentos operacionais, e não o Cenpes, tivessem significativa capacidade de concepção de sistemas de produção *offshore*. Desde o final da década de 1970, a empresa passou a utilizar o Sistema de Produção Antecipada (SPA) criado por engenheiros e técnicos dos departamentos operacionais. Para esse autor, a concepção e operação desses sistemas produtivos requeriam uma dose importante de criatividade por parte da equipe da estatal e foram o embrião dos conceitos desenvolvidos posteriormente pelo Cenpes. O SPA buscava antecipar a produção dos campos marítimos antes do sistema permanente de produção (constituído em geral por uma plataforma fixa) Esse sistema era composto de uma ANM, *risers* flexíveis, uma monobóia e um barco que estocava a produção. Essa produção era encaminhada a uma plataforma de processamento que separava água, óleo e gás e fazia a reinjeção e bombeamento. Dantas e Bell (2011) destacam que as equipes operacionais também eram capazes de realizar pequenas adaptações nos projetos das plataformas de perfuração convertendo-as em plataformas de produção.

Na década de 1970, no caso da plataforma semissubmersível e da ANM, o aprendizado por interação com fornecedores internos e externos é obtido através de colaborações formais com a finalidade de adquirir 'know-how' operacional sobre essas tecnologias. No caso dos *risers* e linhas flexíveis, o aprendizado por interação durante esse período ocorreu através da troca de informações técnico-operacionais entre a Petrobras e os fornecedores. A empresa fabricante recebia todas as informações acerca das especificações técnicas dos *risers* e, além disso, a Petrobras atualizava o fornecedor acerca de problemas na instalação e na operação das linhas que necessitavam ser solucionados (DANTAS; BELL, 2011).

A troca dessas informações era vantajosa para ambos os lados. Por um lado, os fornecedores conseguiam melhorar seus produtos através de informações e conhecimentos transmitidos pelos usuários. Por outro, a Petrobras conseguia um produto cada vez mais adequado às suas condições de produção, o que lhe conferia ganhos de produtividade. Como pode ser visto, nesse período a estatal continua

ampliando sua base de conhecimento através do aprendizado pelo uso, por experiência e por interação com fornecedores.

É preciso destacar que desde o início de sua operação na produção de petróleo *offshore*, a estatal deu importância ao aprendizado externo. Como destaca Cassiolato (2004), o aumento do conhecimento tácito resultante do aprendizado por uso gera um importante aumento na eficiência produtiva da empresa, mas ele, por si próprio, não é capaz de gerar capacitações voltadas para o aprendizado por busca e as diversas formas externas de aprendizado.

Até 1980, as melhorias nos processos de produção e as adaptações incrementais realizadas nas tecnologias de produção foram resultado da combinação entre os aprendizados por uso, por experiência e por interação, que cresciam gradativamente conforme o aumento do investimento na qualificação dos profissionais da empresa. Como salienta Furtado (1996), durante a década de 1970, o Cenpes estava longe de ter formado elos com os departamentos operacionais que permitissem uma sinergia suficiente entre operação e difusão de tecnologia. As atividades de P&D que se estabeleceram dentro do Cenpes estavam principalmente voltadas para o *downstream*. 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 à geração interna de tecnologia.

No entanto, é apenas em 1980 que a Petrobras percebe que para evoluir no processo de acumulação de conhecimento é necessário transcender as usuais formas de aprendizado. A partir desse ano, a empresa passa a dirigir seus esforços para dois tipos de aprendizado associados às tecnologias de produção de petróleo até então não utilizados: aprendizado por imitação e por busca. A interação dessas duas formas de aprendizado foi o principal fator responsável pelo salto de produção de petróleo no país entre 1980 e 1985.

O Cenpes incorpora um grupo de engenheiros e técnicos que antes estavam alocados nas áreas operacionais da empresa e esse grupo passa a fazer o desempacotamento de algumas tecnologias e a realizar atividades de P&D com a finalidade de criar conhecimentos novos para a empresa referente às tecnologias

maduras. No caso da árvore de natal molhada (ANM), além da engenharia reversa empreendida, foram desenvolvidas atividades de P&D e realizada parceria com fornecedor nacional com a finalidade de promover adaptações no projeto desse equipamento. Para a plataforma semissubmersível destacam-se a aquisição e desempacotamento de tecnologia associados às atividades de P&D (DANTAS; BELL, 2011).

O conhecimento científico associado às tecnologias de produção *offshore* encontrava-se disperso espacialmente entre vários agentes principalmente no Golfo do México e no Mar do Norte. Apesar do aprendizado por busca da Petrobras nesse período não ter se caracterizado pelo compartilhamento de pesquisas com a comunidade acadêmica, o envio de profissionais para programas de especialização e de pós-graduação em universidades no exterior e no país contribuiu para que a empresa acumulasse informações sobre as áreas do conhecimento que cada universidade dominava. Esse tipo de interação com as universidades e centros de pesquisa foi também importante para que a empresa criasse seus primeiros canais de comunicação com esses agentes. O Cenpes, por sua vez, com a crescente qualificação do seu corpo de profissionais, passou a ser uma área da empresa cada vez mais estratégica para o desenvolvimento de suas inovações e para o salto tecnológico que a estatal realizaria.

O ano de 1985 é marcante para o sistema de inovação da indústria do petróleo *offshore* no Brasil. Nesse ano, a Petrobras descobriu petróleo em águas profundas (até 1.000 metros) e a exploração desse recurso nessa nova condição era algo inédito para a indústria do petróleo internacional. Segundo Ortiz Neto e Costa (2007), embora no início da década de 1980 houvesse tecnologia sísmica e de perfuração para atuar em águas profundas, o mesmo não ocorria com as tecnologias de produção. O sistema tecnológico de produção vigente até então, constituído no golfo do México, deveria ser radicalmente reformulado para alcançar profundidades maiores.

Após quase duas décadas adquirindo conhecimento e expertise na operação de tecnologias, realizando fortes investimentos na capacitação de profissionais internos e nas instalações de pesquisa e firmando parcerias com fornecedores externos e



nacionais, a Petrobras estava preparada para iniciar parcerias que a auxiliasse no desenvolvimento de inovações cada vez mais complexas que fossem capazes de operar em águas profundas.

Assim, no período entre 1985 e 1991, os principais esforços da companhia voltaram-se para a acumulação de conhecimentos científico e tecnológico e de conhecimentos em projetos de engenharia para desenvolver adaptações tecnológicas pioneiras para a indústria internacional *offshore*. Segundo Oliveira e Rubiano (2011), o foco estava em desenvolver novos conceitos e produtos para exploração *offshore*, ou seja, desenvolver inovações incrementais seguindo a trajetória tecnológica existente.

É importante destacar que, em 1985, a Petrobras inaugurou seu primeiro Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (Procap) 1.000. Esse programa foi coordenado pelo Cenpes, que também realizava permanente troca de conhecimentos com as áreas de engenharia, de produção e de materiais. O objetivo do Procap foi desenvolver as principais tecnologias para exploração de petróleo em águas profundas e se apropriar dos conhecimentos a elas associados. O programa empreendeu 109 projetos dos quais 80% foram voltados para a extensão de tecnologias já existentes e 20% para a inovação tecnológica. A companhia investiu 1% do seu faturamento em P&D e estima-se que o retorno do investimento foi de US\$ 4,30 para cada dólar gasto no início do programa e que, em 2004, o retorno já havia aumentado para US\$ 8,20 (ORTIZ NETO; COSTA, 2007).

Período	E&P <i>Offshore</i> por lâmina d'água	Principais Tipos de Aprendizado	Principais Parceiros
1968-1973	Águas rasas	Aprendizado pelo uso, por experiência e por interação	Fornecedores externos
1974-1984	Águas rasas	Aprendizado por imitação e por busca (Cenpes)	Fornecedores externos e nacionais (minoría)
1985-1991	Águas profundas (até 1.000m)	Aprendizado por busca (universidade) e por interação	Universidades, fornecedores externos e nacionais (minoría)
1992-2005	Águas ultraprofundas (superior a 1.000m)	Aprendizado por busca (universidade), por interação e por cooperação	Universidades, concorrentes, fornecedores externos e nacionais (minoría)

Quadro 1 – Aprendizagem e cooperação no sistema de inovação do petróleo *offshore* – 1968-2005.  
Fonte: Elaboração própria.

Freitas e Furtado (2004) analisaram o desenvolvimento de sete tecnologias do Procap 1.000: bombeio submarino, *tension leg plataform* (TLP), ANM, Octos 1.000, Vitória-Régia (plataforma semissubmersível) e robô de operação remota (ROR). Essa análise mostra, por um lado, a importância do processo de aprendizagem mesmo no caso de projetos com insucesso comercial e, por outro lado, que as interações tanto entre as áreas de produção e pesquisa da firma como entre a firma e seus fornecedores são importantes para o sucesso inovativo.

De forma geral, o aprendizado por busca, caracterizado pelo esforço de P&D realizado estritamente pelos profissionais do Cenpes, foi determinante para o desenvolvimento das tecnologias de bombeio submarino, ANM e *manifold*. O aprendizado por imitação, adquirido através da transferência de tecnologia via aquisição de projeto básico de plataformas, foi utilizado para formar a base de conhecimento necessária para o desenvolvimento de novos conceitos para exploração em águas profundas das tecnologias de TLP e Vitória-Régia. Para o ROR destacou-se o aprendizado por interação com fornecedor e para o Octos 1.000 o aprendizado por busca, com ênfase para a parceria entre a UFRJ e o Cenpes, e o aprendizado por interação com fornecedor. O insucesso dos projetos analisados estava associado, de forma geral, à falta de interação da Petrobras com seus fornecedores e/ou falhas na interação entre as áreas de produção e o Cenpes. Somente no caso do Octos 1.000, o insucesso comercial esteve relacionado com as incertezas do processo inovativo. Destaca-se que, em todos os casos, o aprendizado acumulado oriundo desses projetos foi determinante ou para o desenvolvimento de outras tecnologias que foram implementadas posteriormente com sucesso pela estatal, ou para influenciar na queda dos preços de algumas dessas tecnologias, uma vez que o maior conhecimento da Petrobras sobre elas exerceu pressão sobre o preço das mesmas devido a uma possível concorrência potencial no mercado fornecedor.

Nesse período, é a primeira vez que a estatal passa a aumentar sua base de conhecimento através do aprendizado por cooperação. Apesar de não ter sido um tipo de aprendizado dominante, ele foi importante para algumas tecnologias. Para a

aquisição de conhecimento em projetos e estruturas navais e projetos básicos de plataformas semissubmersíveis, a Petrobras realizou convênios com a Det Norske Veritas (DNV) – empresa que inspeciona e analisa normas técnicas – e com a Gotaverken Arendal AB (GVA) – empresa de engenharia marítima. Segundo Dantas e Bell (2011), os conhecimentos adquiridos nessas parcerias foram fundamentais para que em 1990 a empresa fosse capaz de criar conceitos próprios de plataformas semissubmersíveis. No caso dos *risers* e linhas flexíveis, a empresa participou de um projeto colaborativo liderado por Veritec e DNV - ambas com amplo conhecimento em normas técnicas -, Universidade do Texas e Foundation for Scientific and Industrial Research. O aprendizado por busca realizado dentro do Cenpes e o aprendizado por interação com fornecedores obtido através do compartilhamento das atividades de P&D também foram importantes para o desenvolvimento das duas últimas tecnologias, propiciando a operação em águas profundas.

Em 1985, a Petrobras estabeleceu cooperação com o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE) para realização de um levantamento das especificações dos projetos de engenharia de plataformas já existentes. Vale destacar que para adquirir conhecimento em projeto de plataformas semissubmersíveis, a estatal realizou parcerias de pesquisa com a COPPE e com a Chalmers University (empresa sueca). Passa a ser comum na empresa sua interação com a universidade no sentido de compartilhar pesquisas com foco para a criação de novos conceitos para a empresa e para indústria internacional com vistas ao desenvolvimento de novas tecnologias e novos processos para exploração de petróleo em águas profundas. Essa é a nova característica do seu aprendizado por busca que, no período anterior, não recorria à universidade e estava mais voltado para aquisição de conhecimentos associados às tecnologias existentes e direcionado por uma estratégia seguidora. De fato, era natural que a empresa recorresse a partir desse momento à busca de conhecimento nas universidades, pois, como destaca Dantas (1999), embora os conceitos para a exploração em águas profundas já estivessem em andamento no meio acadêmico, não havia experiência alguma voltada à produção nessas novas condições.

É verdade que nesse período a Petrobras utilizou todas as formas de aprendizado destacados pela literatura e percebe-se o caráter dinâmico do processo de aprendizagem da empresa e as interações entre os diversos tipos de aprendizado como visto no modelo da seção 1.1. No entanto, no período analisado, destacam-se dois tipos de aprendizado. O primeiro deles é o aprendizado por busca. A tabela abaixo ilustra os gastos em P&D da Petrobras e a evolução do número de pesquisadores nesse período. Esse investimento resultou em uma intensa capacitação dos funcionários do Cenpes em absorver, usar e gerar conhecimentos em engenharia de projetos, conhecimentos científico e técnico cada vez mais complexos. Destacam-se também as parcerias realizadas com as universidades que contribuíram para esse tipo de aprendizado. O segundo tipo de aprendizado foi o aprendizado por interação. O que marcou as parcerias com os fornecedores nesse período foi um fluxo de conhecimento de maior complexidade, indo além do simples conhecimento operacional predominante na maioria dos arranjos cooperativos no período anterior. Apesar dessa evolução, Dantas e Bell (2011) observam que o fluxo do conhecimento ainda era predominantemente unidirecional: dos fornecedores para a Petrobras.

Tabela 1 – Evolução da relação entre os recursos aplicados no Cenpes e o faturamento bruto da Petrobras – 1987-1991.

Ano	1987	1988	1989	1990	1991
%	0,67	0,68	0,81	0,45	0,60

Fonte: Erber e Amaral (1994).

O último período, que compreende os anos entre 1992 e 2006, marcou a fase em que a Petrobras se estabeleceu como líder mundial em exploração *offshore*. É importante destacar que, nesse período, a complexidade relacionada às tecnologias de exploração foi se tornando maior uma vez que as reservas encontradas se localizavam mais distantes da costa e em lâminas d'água mais profundas que mil metros. Assim, as relações estabelecidas pela empresa buscavam ampliar a base de conhecimento existente para conseguir desenvolver novos conceitos e produtos para exploração *offshore*. Para atingir esse objetivo, a empresa lançou outros programas de capacitação tecnológica: Procap 2.000 e Procap 3.000 (OLIVEIRA; RUBIANO, 2011).

O Procap 2.000, que compreendeu o período entre 1993 e 1999, tinha como principais objetivos o desenvolvimento de tecnologias capazes tanto de viabilizar a exploração de petróleo em lâminas d'água de até 2.000 metros, como também de reduzir os custos de produção. Dos 20 projetos desse programa, 80% foram destinados para inovações e 20% para extensão, exatamente o contrário do Procap 1.000. O Procap 3.000 foi executado entre os anos de 2000 e 2006; as principais metas do programa foram:

- i) viabilizar a produção de Marlim Leste e Albacora Leste, na bacia de Campos (RJ), e das próximas fases de Roncador e Marlim Sul;
- ii) possibilitar a produção em profundidades de até 3.000 metros;
- iii) reduzir os investimentos na etapa de desenvolvimento em campos com lâmina d'água superior a 1.000 metros;
- iv) reduzir os custos de extração nos campos em produção. Para atingir esses objetivos, o programa executou 19 projetos com investimento inicial de US\$ 128 milhões em P&D (ORTIZ NETO; COSTA, 2007).

Os tipos de aprendizado adquiridos pela Petrobras não foram distintos dos do período anterior. No entanto, o aprendizado por cooperação passa a ter uma importância maior nesse período. Outra diferença, como destaca Dantas e Bell (2009), é que na maioria das suas parcerias (com fornecedores, universidades ou concorrentes) entre 1992 e 1997 a empresa exerceu atividades complementares às dos parceiros e após 1997 a estatal firmou-se como líder na maioria das relações cooperativas que estabeleceu. Assim, principalmente após 1997, o aprendizado por interação da Petrobras caracterizou-se pela atuação da empresa como líder de projetos conjuntos com fornecedores realizando as atividades-chave de P&D e licenciando a tecnologia. Em todo o período, o aprendizado por cooperação tornou-se usual para a empresa através da execução de projetos conjuntos com seus concorrentes. E o aprendizado por busca continuou encontrando na universidade uma importante parceira para o desenvolvimento de novos conceitos. Esses foram os principais tipos de aprendizado desse período. Destaca-se que os conhecimentos científicos e tecnológicos presentes em todas as relações da estatal, seja com fornecedores,

universidades ou concorrentes, possuíam uma complexidade maior que a do período anterior.

O gráfico 1 mostra que o desenvolvimento tecnológico dessa indústria contribuiu para uma tendência de crescimento da capacidade da produção nacional de atender o consumo doméstico. Após um declínio da relação produção de petróleo/consumo de derivados de petróleo na década de 1970, o incremento das atividades de exploração e produção na década de 1980 permitiu a elevação dessa participação, que se manteve relativamente estável até 1997 e apresentou, posteriormente, nova tendência de crescimento.

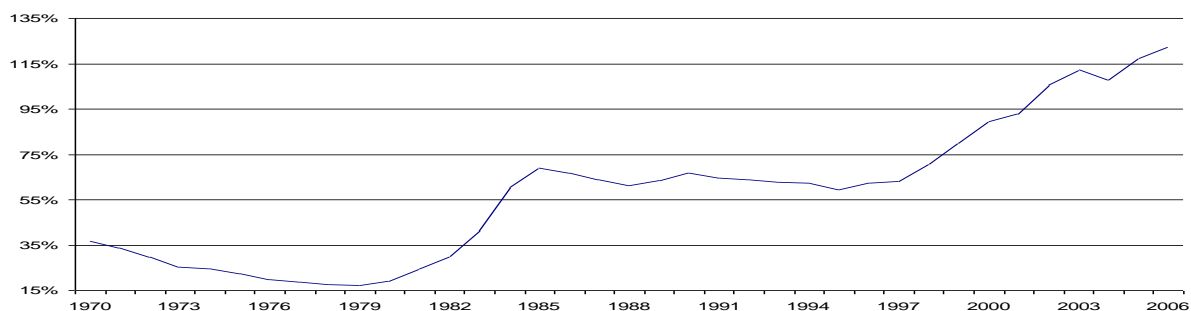


Gráfico 1 – Participação relativa da produção de petróleo nacional no consumo doméstico total – 1970-2006.

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013).<sup>1</sup>

A tabela 2 destaca a evolução da produção de petróleo no Brasil desde 1970 até 2006. Observa-se uma trajetória crescente da produção em todo o período analisado e essa evolução está correlacionada com o desenvolvimento das tecnologias de produção que possibilitaram a exploração de petróleo *offshore* em lâminas d'água cada vez mais profundas. Os dados apresentados na tabela mostram-se consistentes para a análise, uma vez que desde a descoberta de petróleo na plataforma continental, em 1968, a produção *offshore* tem aumentado gradativamente sua participação relativa na produção total. Além disso, de posse de dados desagregados em produção *onshore* e *offshore*, Freitas (1995) obtém uma taxa de crescimento média de produção *offshore*

<sup>1</sup> Inclui óleo diesel, óleo combustível, gasolina, gás liquefeito de petróleo, nafta, querosene, gás canalizado e outras secundárias de petróleo.

entre os anos de 1980 e 1985 de 39,63%, muito próxima de 40,67% observada na tabela 02. Através dos dados desagregados em Ramires (1991), comprova-se a participação crescente da produção *offshore* na produção total no período entre 1974 e 1986. Conforme tabela 3, em todos os anos desse período o crescimento da produção *offshore* foi bem superior ao crescimento da produção total. Em alguns anos, mesmo com o decréscimo da produção total em relação ao ano anterior, observa-se um aumento da produção *offshore* (1975, 1976, 1977, 1978) mostrando que a queda da produção total deveu-se à maturidade dos campos *onshore*.

Tabela 2 – Evolução da produção de petróleo no Brasil – 1970-2006.

Ano	Produção (10 <sup>3</sup> tep*)	Taxa de Crescimento Média (%)
1970	8.161	-
1974	8.969	2,48
1980	9.256	0,53
1985	28.080	40,67
1992	32.466	2,23
1997	43.590	6,85
2006	89.214	11,63

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013).

\*Tonelada equivalente de petróleo (tep).

Os dados da tabela sugerem que após um período de crescimento da produção anual média de 2,48% - que está associado a um período em que a empresa fez um amplo uso do seu aprendizado por uso, por experiência e por interação com fornecedores (fluxo contínuo de conhecimento técnico e operacional) - tem-se um período de baixas taxas de crescimento anuais, o que denota o esgotamento desse processo específico de aprendizagem para conseguir superar os desafios tecnológicos associados à produção no mar. Entre 1980 e 1985, período no qual a empresa adquiriu e fez amplo uso do aprendizado por imitação e por busca (estritamente no Cenpes), o crescimento anual médio da produção foi de 40,67%, o maior crescimento médio entre 1970 e 2006. No período que corresponde à execução do Procap 1.000, no qual a empresa empregou o aprendizado por busca (universidade) e por interação com fornecedores (fluxo de conhecimento científico e tecnológico mais complexo dos

fornecedores para a Petrobras), o crescimento anual médio foi de 2,23%. Na fase de execução do Procap 2.000 o crescimento anual médio da produção foi de 6,85% e os principais tipos de aprendizado da empresa foram os aprendizados por busca (universidade), cooperação e interação com fornecedores (fluxo de conhecimento científico e tecnológico mais complexo compartilhado entre os agentes). Por fim, durante o Procap 3.000, o crescimento anual médio foi de 11,63% e as formas de aprendizado continuaram as mesmas, exceto pelo fato que a Petrobras passou a atuar como líder em vários projetos realizados em parcerias com fornecedores e concorrentes.

Tabela 3 – Taxa de crescimento da produção de petróleo total e *offshore* (%) – 1974-1986.

Ano	Produção Total	Produção <i>Offshore</i>
1974	6,10	80,23
1975	-2,70	12,59
1976	-2,92	18,18
1977	-3,49	17,76
1978	-0,28	12,84
1979	3,25	31,30
1980	9,94	31,66
1981	18,07	33,71
1982	22,05	40,92
1983	26,78	39,63
1984	40,22	59,30
1985	18,42	24,84
1986	4,82	3,64

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013) e Ramires (1991).

Nesse momento, com base na análise do processo de aprendizagem da Petrobras, é possível comprovar alguns dos aspectos teóricos relacionados ao aprendizado e ao desenvolvimento tecnológico destacados na seção 1.1:

- i) o aprendizado por imitação envolve alto custo e esforço de capacitação da empresa. Além disso, ele pode estar relacionado a um excelente desempenho da firma, o que pode ser verificado na análise dos dados do parágrafo anterior. O período em que o aprendizado por imitação se destacou foi o de maior crescimento anual médio de produção;



- ii) dadas as características da atual sociedade industrial, o aprendizado por interação gerado pelas relações entre produtor e usuário é de fato crucial para o processo inovativo. Não por acaso, esse foi o principal tipo de aprendizado acumulado pela empresa conforme quadro 1;
- iii) os conhecimentos adquiridos através do aprendizado interno foram essenciais para que a empresa acessasse outras formas de conhecimento externas à firma;
- iv) o aprendizado externo gera novos conhecimentos que potencializam e direcionam o aprendizado interno;
- v) os aprendizados internos e externos são utilizados de forma complementar pela firma, como pôde ser visto durante todos os períodos analisados.

Não restam dúvidas que o processo de aprendizagem da Petrobras resultou na formação de uma base de conhecimento importante para o desenvolvimento tecnológico dentro da indústria do petróleo *offshore*. Esse processo também é um bom ponto de partida para se analisar o sistema de inovação da indústria do petróleo *offshore*, uma vez que a empresa é o agente coordenador do processo inovativo e desde o início das atividades de produção de petróleo *offshore* tem sido o principal agente, tanto em termos de porte financeiro como em termos de demanda de bens e serviços. Dado que a aprendizagem da estatal sempre esteve orientada para a busca de conhecimento externo à empresa, através de relações com fornecedores, concorrentes e universidades, esses outros agentes também contribuem para a formação desse conjunto de conhecimento. Contudo, foge do escopo desse trabalho analisar os processos de aprendizagem de todos esses atores, mesmo que de forma geral, dada a diversidade de tecnologias e de agentes envolvidos.

Uma vez que o aprendizado por interação com os fornecedores se destaca como principal tipo de aprendizado para o desenvolvimento tecnológico, é válido analisar o que caracteriza essa relação. Na próxima seção, busca-se caracterizar a relação entre usuário e produtor e, posteriormente, procura-se identificar quais as características do processo de aprendizagem que influenciam na formação da cadeia de fornecedores dessa indústria de modo a estimular ou dificultar a entrada de novos fornecedores.

Através da análise do processo de aprendizagem da Petrobras, observa-se que ela exerce um papel de agente coordenador do processo inovativo dentro desse sistema de inovação. Além da estatal, outros agentes, como mostra a figura 2 participam diretamente do processo inovativo.

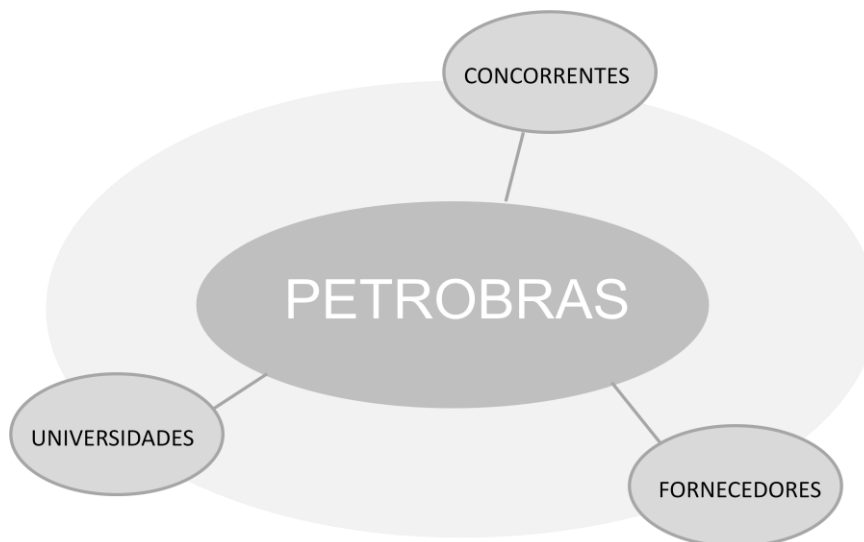


Figura 2 – Atores que participam diretamente do processo de inovação.  
Fonte: Elaboração própria.

### 1.3 AS CARACTERÍSTICAS DA INTERAÇÃO ENTRE USUÁRIO E PRODUTOR DENTRO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO *OFFSHORE* E A CONFORMAÇÃO DO ARRANJO ORGANIZACIONAL ENTRE A PETROBRAS E SEUS FORNECEDORES NACIONAIS E EXTERNOS

A indústria petrolífera (IP) é capital intensiva, a natureza da atividade por ela desenvolvida exige elevados investimentos. Os maiores grupos petrolíferos desenvolveram-se sob estruturas verticalizadas – atuando desde o E&P até o fornecimento de derivados ao mercado consumidor – e internacionalizadas. A verticalização deve-se, em grande medida, aos elevados riscos geológico e político afetos à atividade petrolífera e proporciona maior estabilidade nos fluxos de caixa e no planejamento, uma vez que os ganhos de alguns segmentos são utilizados para

contrabalançar as perdas de outros. A internacionalização das atividades tem raízes históricas afetas à localização geográfica das reservas e dos mercados consumidores.

As petrolíferas possuem forte poder de barganha sobre a IPP, o que se deve à existência de assimetrias de poder calcadas em diversas heterogeneidades, tais como: escopo de atuação, porte econômico dos grupos, capacidade de acumulação de capital, nível de internacionalização, peso na estratégia industrial dos países, poder político na definição de estratégias nacionais, capacidade de financiamento (RUAS, 2012). A tabela a seguir ilustra a assimetria de porte econômico existente entre empresas petrolíferas e parapetrolíferas (atuantes no mercado *subsea* brasileiro no ano de 2008). O faturamento da maior parapetrolífera (Technip) não ultrapassa 9,3% do faturamento apresentado pela petrolífera de menor porte (Petrobras), dentre as empresas selecionadas.

Tabela 4 – Faturamento, receita líquida e número de empregados – empresas selecionadas – 2008.

<b>Empresa</b>	<b>Faturamento (US\$ bi)</b>	<b>Receita Líquida (US\$ bi)</b>	<b>Empregados (unidade)</b>
Petrobras	118,3	18,9	74.240
British Petroleum	367,1	21,2	92.000
Exxon Mobil	442,9	45,2	79.900
Aker Solutions	10,2	0,4	22.130
FMC Technologies	4,5	-	-
Technip	11,0	-	23.000

Fonte: Elaboração própria a partir de Ruas (2012).

Além das heterogeneidades identificadas, outro fator corrobora para a dependência da IPP, qual seja: a maioria das empresas fornece bens e serviços exclusivamente para a IP em virtude das especificidades afetas ao segmento, que possui elevada densidade tecnológica com emprego de tecnologias típicas dessa indústria. Dessa forma, seu faturamento dependerá da manutenção de relações comerciais ou mesmo da efetivação de novos contratos no escopo do setor petrolífero.

Assim, devido a essas assimetrias entre IP e IPP, são as petroleiras que coordenam as redes de aprendizado conjunto e exercem as atividades-chave de P&D. Dessa forma, a formação de redes de aprendizado é claramente determinada pela IP,

ou seja, é ela que escolhe seus parceiros e o seu processo de aprendizagem influencia e determina o processo de aprendizagem da IPP. Apesar disso, existe espaço dentro dessas redes para que as empresas pertencentes à IPP consigam influenciar as rotas tecnológicas.

É importante destacar que a formação dessas redes está intrinsecamente relacionada ao aprendizado por interação da IP que se dá em um contexto histórico e institucional. O aprendizado, seja qual for o tipo considerado, possui um caráter cumulativo. Devido a essa característica, é natural que ele gere barreiras à entrada de novos concorrentes seja na IP ou na IPP. O aprendizado acumulado através da interação entre fornecedor e usuário, por sua vez, é gerado por meio de relações cooperativas de diferentes níveis entre esses agentes. O amadurecimento dessas relações, além de ser salutar ao desenvolvimento tecnológico, resulta em uma relação de confiança difícil de ser quebrada. Vale destacar que o alto nível de confiabilidade que é requerido pelos equipamentos de produção *offshore* torna a confiança no fornecedor um fator ainda mais importante. Assim, esse tipo de aprendizado além de gerar barreiras à entrada por ser um tipo específico de aprendizado, dificulta a inserção de novos agentes devido às relações de confiança estabelecidas.

Segundo Utterback (1994), a evolução das trajetórias tecnológicas induz ao amadurecimento tecnológico dos produtos, sendo identificados dois estágios na dinâmica de inovação. No primeiro, em que o principal objetivo é de fato a criação de uma solução para superar determinado desafio produtivo, existem amplas oportunidades tecnológicas associadas a vários possíveis projetos com características e funcionalidades distintas que, progressivamente, convergem para padrões que caracterizarão o projeto dominante. No segundo estágio, quando o projeto dominante já está estabelecido, predominam o avanço incremental na tecnologia e o crescimento da inovação em processo associada à ampliação da capacidade produtiva e de infraestrutura. Isso vai ao encontro das ideias de Kline e Rosemberg (1986), que consideram que um menor estoque de conhecimento (científico e/ou tecnológico) e os estágios iniciais do ciclo de vida do produto estão relacionados a um alto nível de risco.

Fica claro, dessa forma, que as assimetrias existentes geram uma dependência da IPP em relação aos investimentos e aos desafios enfrentados pela IP. Os perfis dos desafios e dos investimentos da IP fornecem dois tipos de sinalização à IPP. Por um lado, se a expansão dos investimentos da IP não estiver relacionada à descoberta de novas fronteiras de produção com novas e desafiadoras características geológicas, os fornecedores devem estar, de forma geral, mais preparados para a ampliação da capacidade produtiva. Por outro lado, se o plano de expansão envolver a superação de novos desafios tecnológicos associados às novas fronteiras de produção, como é o caso do pré-sal, os fornecedores devem se preocupar não só com o aumento de capacidade, mas também, e principalmente, com as capacitações tecnológicas necessárias para contribuir e fazer parte do desenvolvimento tecnológico, sob pena de perder vantagens comparativas dinâmicas nesse mercado.

Assim, em uma fase inicial, que compreende o desenvolvimento da tecnologia nova, a interação entre usuário e produtor envolverá alto risco e, pelos motivos já expostos, será natural que a IP realize um maior esforço inovativo. Por esses dois motivos, a IPP dependerá da escolha da IP para participar desse processo, sendo a interação com a IP em períodos anteriores e as relações de confiança estabelecidas os fatores determinantes para sua inserção. Conclui-se que no estágio inicial existem altas barreiras à entrada. Na fase em que a tecnologia está difundida, as relações de cooperação assumem menor importância, reduzindo o grau de dependência da IPP em relação à IP para realizar as inovações incrementais. Agora, o mais importante para a IPP é realizar um esforço inovativo próprio e as vantagens comparativas dinâmicas adquiridas através da interação com a IP na fase anterior criarão barreiras à entrada. Essas barreiras, no entanto, não serão tão sólidas, sendo mais fácil a inserção de um novo agente nesse estágio que no anterior. Conforme Ruas (2012), a evolução da tecnologia dos produtos torna os fornecedores menos dependentes da coordenação das petroleiras sobre o processo inovativo, ainda que o aprendizado interativo usuário-produtor permaneça importante e as relações de confiança persistam como centrais.

Sabendo das características da relação entre produtor e usuário associada às tecnologias de produção de petróleo *offshore*, cabe agora analisar estritamente a

evolução das parcerias da Petrobras com seus fornecedores. Essa análise mostrará que o aprendizado por interação da estatal foi caracterizado pela perpetuação de parcerias com um pequeno conjunto de fornecedores. Vale ressaltar que a continuidade das relações está fortemente relacionada com as relações de confiança desenvolvidas, que criam barreiras à entrada de novos agentes.

Como visto na seção 1.2, o aprendizado por interação da Petrobras entre 1968 e 1973, orientado pelo seu comportamento de mero importador e usuário de tecnologia, foi gerado por relações de parceria exclusivamente com seus fornecedores externos através do fluxo de conhecimento técnico e operacional acerca de tecnologias já difundidas na indústria internacionalmente. O conhecimento e o aprendizado acumulados possibilitaram pequenas melhorias dos equipamentos de produção. A Petrobras possuía seus mecanismos de busca e de seleção de fornecedores limitados principalmente pela pouca experiência acumulada na atividade *offshore*. Some-se a esse último fato a inexistência de fornecedores nacionais e a reduzida quantidade de fornecedores externos devido à organização de mercado concentrada, que sempre foi uma característica da maioria dos mercados dos fornecedores do primeiro elo da cadeia. Esse conjunto de fatores contribuiu para que a empresa direcionasse suas parcerias para um conjunto pequeno de fornecedores externos. Por outro lado, esses últimos conseguiram perceber na Petrobras a capacidade de reportar adequadamente os problemas que ocorriam no uso da tecnologia e/ou as melhorias que poderiam ser feitas para melhorar os processos da petroleira. Destaca-se que, como o nível de conhecimento era basicamente técnico e operacional, o esforço da estatal na qualificação profissional com a finalidade de conseguir identificar e reportar problemas foi suficiente para sinalizar aos fornecedores externos o sucesso potencial que a interação com a estatal possuiria.

No período seguinte (1974-1984), diante da necessidade de aumentar a exploração de petróleo em águas rasas, a estatal interage com seus fornecedores sob duas formas. Na primeira, a empresa intensificou a troca de conhecimentos técnicos e operacionais com os fornecedores externos com objetivo de obter o máximo de conhecimento acerca da operação das tecnologias de produção em águas rasas. Na

segunda, segundo Dantas (1999), a estatal, através de sua política de compras e de apoio técnico, incentivou a formação de um parque industrial nacional, cuja principal tarefa era o fornecimento de materiais necessários para os planos de investimento da empresa. De acordo com a análise desse autor, esse fomento não fez distinção entre empresas externas e nacionais (classificações adotadas nesse trabalho), porém, a inserção dos fornecedores nacionais parece ter sido feita nesse período sob essa segunda forma. Para os fornecedores nacionais, de forma geral, esse estímulo não gerou capacidades para participar do desenvolvimento tecnológico de equipamentos, pois a fabricação dos produtos dependia em boa parte da transferência de tecnologia externa e os preços praticados por eles também não eram competitivos. Assim, o processo de aprendizagem por interação no período anterior contribuiu para a perpetuação das relações com os fornecedores externos. Em paralelo, observa-se a inserção de alguns fornecedores nacionais nas cadeias de fornecimento da estatal, sem participar do desenvolvimento tecnológico. Esse fato mostra a possibilidade de inserção de novos agentes, superando as barreiras à entrada, em um momento em que a tecnologia já está difundida no mercado.

As relações entre a estatal e seus fornecedores entre os anos de 1985 e 1991 continuam ocorrendo sob as duas formas destacadas no parágrafo anterior (troca de conhecimento e fomento), mas com algumas diferenças. As relações para compartilhamento de conhecimentos ficaram impregnadas de informações mais complexas acerca das tecnologias e foram firmadas via contratos do Procap 1.000. Esses contratos envolviam além de acordos de transferência tecnológica, o compartilhamento de pesquisas com fornecedores. Observa-se a presença, embora em minoria, de fornecedores nacionais nessas relações. A participação da empresa CBV, fornecedora nacional de ANM, ilustra a possibilidade de inserção desses fornecedores nessa forma de relação. Esse fato mostra que alguns fornecedores conseguiram responder ao estímulo gerado pela política de compras e apoio técnico da estatal no período anterior, criaram capacitações necessárias à participação do desenvolvimento tecnológico e conseguiram superar as barreiras à entrada nesse tipo de relação. Além disso, a interação no período anterior apenas como mero fornecedor foi um fator

determinante para que a estatal reconhecesse a competência da empresa para participar de uma relação de conteúdo mais complexo. Segundo Dantas (1999), a política de compras da Petrobras, a partir de 1983, reduziu seu peso e a estatal passou a buscar preços mais competitivos no mercado internacional. Essa mudança certamente afetou grande parte dos fornecedores nacionais que acabaram excluídos das redes de relacionamento da estatal, fato que impediu a estatal de acumular informações acerca da capacitação dessas empresas e adquirir confiança nelas.

No último período (1992-2006), o estabelecimento de parcerias com fornecedores ocorreu principalmente através dos Procap 2.000 (1993-1999) e Procap 3.000 (2000-2006). Freitas e Furtado (2001), ao compararem o Procap 2.000 com o anterior, destacam que houve uma passagem gradual da natureza do esforço tecnológico concentrado na absorção de conhecimento e na adaptação e/ou desenvolvimento incremental para uma postura mais ativa e inovativa. Essa mudança de comportamento se traduziu por sua maior inserção no processo de desenvolvimento tecnológico *offshore* internacional e as atividades de P&D da companhia passaram a acompanhar sistematicamente o estado da arte do conhecimento *offshore*. No entanto, a participação dos fornecedores externos, que já eram a maioria no primeiro, se acentua no segundo programa denotando maiores barreiras à entrada de fornecedores nacionais nesse tipo de relação. Assim, à medida que as condições de produção se tornaram mais difíceis devido a maiores lâminas d'água, os conhecimentos relacionados às tecnologias, mais complexos e o perfil inovativo da estatal se tornou mais ativo, a Petrobras optou por solidificar as relações, principalmente aquelas voltadas ao desenvolvimento tecnológico, com os fornecedores externos.

Dantas (1999) destaca que os contratos firmados com os fornecedores para a execução do Procap 2.000 possuem uma concentração nas tecnologias de produção como ANM, *risers*, linhas flexíveis, tubos e sistemas de bombeamento multifásico. Além disso, os contratos também são centralizados em um número reduzido de agentes que, em sua grande maioria, são fornecedores externos. Essas informações demonstram mais uma vez que a trajetória de relacionamento da estatal é afunilada no sentido de selecionar cada vez mais os agentes participantes dos seus programas de capacitação.



No final dos anos 1990 e início dos anos 2000, movimentos de fusões e aquisições e entrada de novos fornecedores externos no Brasil aumentaram ainda mais o domínio desses fornecedores no mercado brasileiro. Isso mostra que as opções de parcerias para a Petrobras ficaram cada vez mais voltadas e restringidas a esses fornecedores. Para as tecnologias *subsea*, por exemplo, em meados dos anos 2000, o mercado atual de ANM, *manifold*, cabeça de poço e linhas flexíveis é dominado completamente por fornecedores externos. No mercado de umbilicais, entretanto, existe a presença de um fornecedor nacional, a MFX (MENDES; ROMEIRO; COSTA, 2012).

Período	Interação da Petrobras com seus Fornecedores
1968-1973	• Interação exclusivamente com fornecedores externos
1974-1984	• Interação com fornecedores externos e estímulo aos fornecedores nacionais através da política de compras e da transferência tecnológica • Inflexão da política de compras da Petrobras em 1983
1985-1991	• Fornecedores externos (maioria) e nacionais participam do Procap 1.000 • A modificação da política de compras da Petrobras e os impactos para os fornecedores nacionais
1992-2006	• Intensificação de parcerias com fornecedores externos

Quadro 2 – Conformação da estrutura organizacional entre a Petrobras e seus fornecedores.  
Fonte: Elaboração própria.

Analisando a evolução das parcerias entre a Petrobras e seus fornecedores, observa-se que os fornecedores nacionais foram incapazes, em sua maioria, de acompanhar o desenvolvimento tecnológico da petroleira. As duas principais motivações que concorreram para a conformação desse arranjo organizacional foram:

- i) existência de barreiras à entrada relacionadas ao processo de aprendizado por interação da Petrobras; e
- ii) ausência de estratégia nacional para inserção da cadeia de fornecedores nacionais.

Nessa seção ficou claro que o processo inovativo dentro do sistema de inovação da indústria do petróleo *offshore* no Brasil depende diretamente da Petrobras, agente coordenador do processo inovativo, das universidades e centros de pesquisa, dos fornecedores e dos concorrentes. Como destacado na seção 1.1, o principal tipo de

aprendizado da estatal para promover o desenvolvimento tecnológico foi o aprendizado por interação com seus fornecedores. Assim, na seção 1.2 foram analisadas as características dessa relação e de que forma o processo de aprendizagem da estatal a direcionou para solidificar relações com fornecedores externos em detrimento aos nacionais. Nessa seção, no entanto, não foram destacados os fatores externos, como aspectos macroeconômicos, políticos, históricos e institucionais que certamente influenciaram os processos de aprendizagem da Petrobras e dos fornecedores e colaboraram para o arranjo organizacional dessa indústria até o surgimento do pré-sal. Foram destacados somente aspectos relacionados ao aprendizado por interação que criaram barreiras à entrada aos fornecedores nacionais. Dessa forma, no próximo capítulo, será realizada uma análise da relação dos fatores externos com o processo inovativo da indústria do petróleo *offshore*.

## **2 EVOLUÇÃO E CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE INOVAÇÃO DO PETRÓLEO OFFSHORE NO BRASIL: INFLUÊNCIA DAS POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS NA ESTRATÉGIA INOVATIVA DA PETROBRAS E NA CONFORMAÇÃO DA CADEIA DE FORNECEDORES NO BRASIL**

### **2.1 POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS QUE INFLUENCIARAM A ESTRATÉGIA INOVATIVA DA PETROBRAS**

#### **2.1.1 A estrutura da indústria do petróleo mundial e brasileira antes do choque do petróleo de 1974: fatores que justificaram o comportamento da Petrobras de mero importador de tecnologia**

O desenvolvimento da indústria do petróleo ocorreu a reboque dos processos de urbanização e industrialização, sendo essa fonte energética a base para expansão e intensificação desses dois processos. À medida que as típicas necessidades urbanas foram surgindo e as tecnologias baseadas nos motores a combustão interna se tornaram dominantes, a demanda por petróleo foi crescendo exponencialmente. Diante da importância que o petróleo foi ganhando para o desenvolvimento econômico dos países, observa-se uma crescente ação dos governos no setor petrolífero que passou a ganhar mais espaço nas agendas de discussões influenciando a elaboração de políticas econômicas e setoriais. No Brasil, a demanda, e por que não dizer a dependência, por esse recurso energético ocorre tardiamente em relação à Europa e Estados Unidos devido ao atraso em que esses dois processos citados se intensificaram aqui. Vale ressaltar que a subordinação em relação às tecnologias dominantes desenvolvidas pelos países centrais, que caracterizou o processo de industrialização brasileiro, contribuiu para aumentar a dependência do petróleo em virtude das limitações de conhecimento e de recursos para desenvolver, utilizar e difundir o uso de fontes alternativas.

A indústria do petróleo surgiu no século XIX nos Estados Unidos, quando o querosene passou a ser uma das alternativas para o serviço de iluminação pública. O

óleo de baleia, que era utilizado como insumo para esse serviço, não conseguia ser produzido de forma a atender o crescente processo de urbanização no continente americano devido às dificuldades associadas ao seu processo de produção, baseado na pesca exploratória e predatória. Paralelo a isso, ocorreram descobertas de grandes jazidas de petróleo no Nordeste dos Estados Unidos e a instalação em escala comercial dos processos de refino. O querosene, um dos poucos derivados obtidos pelos rústicos processos de refino da época, passou a ser uma alternativa economicamente vantajosa, se comparada ao óleo de baleia, para dar suporte ao processo de urbanização americano.

No final do século XIX, John D. Rockefeller através de sua empresa Standard Oil Company monopolizava todo o mercado americano. Muito parecido com o empresário schumpeteriano, Rockefeller percebeu as oportunidades derivadas daquele tipo de indústria: economias de integração (era vantajoso ser proprietário de ativos em todas as atividades da cadeia produtiva, ou seja, na produção, transporte, refino e distribuição) e economias de escala em todas as atividades da cadeia produtiva. Além disso, ao contrário dos demais empresários que utilizavam técnicas de produção rudimentares devido à facilidade de acesso às reservas, ele investiu em processos mais sofisticados tanto na produção como no refino e distribuição, onde concentrou seus investimentos. Foi com o “espírito animal” que Rockefeller foi aos poucos eliminando os concorrentes ineficientes e utilizando do poder da Standard Oil para adquirir as demais empresas - às vezes por meio de acordos pacíficos e outras, por meio de ameaças de restrições de fornecimento.

A lei antitruste americana aprovada em 1880 foi parcialmente um resultado da indignação com o controle exercido pelo empresário americano e foi utilizada no início do século XX para dividir a Standard Oil em mais de trinta empresas. Embora parte da literatura utilize desse fato para enfatizar que o Estado americano não protege suas empresas e sempre age no sentido de assegurar a livre concorrência, uma análise mais cuidadosa dos fatos históricos sugere outras conclusões.

É razoável supor que o governo americano no final do século XIX, época em que a lei foi aprovada, não só compreendia que a expansão da própria indústria do petróleo

era importante devido ao seu natural “poder de arraste” para demais setores, mas também que essa indústria tinha um caráter estratégico pelo fato de produzir o principal insumo energético das tecnologias que o país desejava difundir. Em 1880, embora a Standard Oil já fosse um monopólio (dez anos após sua fundação), seria arriscado para o governo criar divergências com o principal agente de uma indústria tão promissora. A quebra da empresa só veio ocorrer em 1911, mais de trinta anos depois da criação da lei antitruste. Esse tempo foi suficiente para fortalecer e institucionalizar relações dentro da indústria vantajosas para o empresário e que dificilmente seriam quebradas por um instrumento jurídico formal. De fato, as empresas Exxon, Mobil e Chevron, oriundas da quebra da Standard Oil, continuaram como grandes *players* da indústria nos Estados Unidos e no mundo. Dessa forma, a omissão do governo americano durante quase meio século se caracteriza, na verdade, como uma ação protecionista seguida de uma intervenção para possibilitar a inserção de novos agentes na indústria sem prejudicar a posição de destaque dos seus principais *players*.

É no início do século XX que o crescimento da demanda de petróleo, gerado pela difusão de tecnologias baseadas no motor a combustão interna (ciclo Otto e ciclo Diesel) e pelo desenvolvimento da indústria automobilística, deu impulso à corrida pela descoberta de novas reservas. Outras grandes empresas europeias, como a British Petroleum, surgiram no mercado mundial e, assim como as empresas americanas, passaram a monopolizar o mercado dos seus países de origem. As sucessivas campanhas exploratórias realizadas por essas empresas em suas fronteiras resultaram na progressiva incorporação de novas reservas do mineral. No entanto, o crescimento marginal das descobertas tende a diminuir à medida que as explorações se concentram em uma determinada região, gerando a necessidade de procurar outras províncias além das fronteiras nacionais (SIMÃO, 2001).

De fato, como observa Abdalla (1995), as principais companhias de petróleo já vinham explorando reservas fora das suas fronteiras antes da Segunda Guerra Mundial e esse processo intensificou-se no pós-guerra. A estratégia de negócio das *majors* do petróleo era caracterizada pela busca de reservas em países onde havia disponibilidade (países produtores) e investimentos em refino e distribuição próximos

aos mercados consumidores (países consumidores). Vale ressaltar que nessa época essas multinacionais conseguiam assinar contratos de concessão de exploração de petróleo com os países que possuíam as reservas e esses contratos apresentavam reduzido risco político devido à baixa probabilidade de nacionalizações, quebras ou revisões contratuais.

Assim, até o final da década de 1950, as sete maiores empresas mundiais do petróleo dominaram a oferta e a distribuição do mineral formando uma indústria altamente concentrada e verticalizada. Apesar disso, esse poder de mercado não era acompanhado de práticas abusivas do preço do petróleo devido a alguns motivos:

- i) as empresas tinham fácil acesso a reservas em terra e os campos ainda eram novos, fatores que reduziam os custos de exploração e produção;
- ii) o risco político de produção era reduzido devido à segurança institucional dos contratos, como foi explicado;
- iii) as poucas empresas que dominavam o mercado eram verticalizadas não havendo estímulos para práticas de preços de petróleo exorbitantes uma vez isso comprometeria as margens das atividades de refino e distribuição;
- iv) a prática de preços abusivos poderia comprometer o desenvolvimento dessa indústria que até 1960 ainda disputava com o carvão pela liderança de principal fonte energética.

Mas, como destaca Mabro (1984), o principal motivo para um preço baixo e estável nesse período era devido sua função prática: utilização no cálculo dos impostos e dos royalties. Assim, ao invés de responder a interações de mercado e a variações de demanda e oferta, os preços de petróleo eram uma variável importante na negociação entre os estados detentores das reservas e as empresas em relação à repartição das rendas de exploração.

A década de 1960 é marcada pela inserção de novos agentes na indústria do petróleo mundial. Devido ao crescente caráter estratégico que o mineral passa a ter, as atrativas receitas oriundas da atividade e o descobrimento de novas reservas, tanto países produtores como consumidores de petróleo procuraram nacionalizar seus ativos de produção e tomar o controle de suas reservas. Os contratos de concessão com as

*majors* foram alterados e muitos deles até anulados. Foi nessa época que surgiram empresas estatais de petróleo para assegurar e viabilizar a posse das reservas nacionais aos seus respectivos Estados. Abdalla (1995) destaca que embora a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tivesse ocorrido em 1960, durante essa década os países membros continuaram competindo por *market share* no mercado. No entanto, profundas modificações foram observadas na estrutura organizacional do mercado mundial. A estrutura verticalizada das *majors* foi quebrada e elas passaram a comprar o petróleo produzido pelas estatais dos países produtores. Apesar dessa mudança, as *majors* ainda mantiveram a posse dos ativos de refino e distribuição nos grandes países consumidores.

No Brasil, até 1930, observa-se uma política extremamente liberal e generalista em relação aos recursos minerais e um mercado de petróleo restrito. Como destaca Santos (2010), a intervenção do estatal era mínima e buscava garantir, sobretudo, o direito de propriedade. A Constituição de 1891 assegura a propriedade dos minerais aos donos do solo, embora o Decreto nº 15.211/1921 e as reformas constitucionais de 1926 tenham proibido a posse (mas não proibiam a exploração comercial) de estrangeiros sobre as minas. O Serviço Geológico e Mineralógico, órgão vinculado ao Ministério da Agricultura, realiza as primeiras iniciativas do governo no setor do petróleo através de pesquisas de exploração em 1919.

Apesar de uma legislação liberal, não existia interesse das empresas estrangeiras na exploração de reservas de petróleo devido à fraca vocação das bacias sedimentares brasileiras à presença de hidrocarbonetos. A atuação das *majors* no Brasil seguiu a tradicional estratégia, concentrando-se em investimentos na distribuição onde o mercado era potencial. Segundo Carvalho (1977), as empresas brasileiras não realizavam exploração e produção de petróleo devido aos elevados custos e riscos associados à atividade que eram resultado da escassez de tecnologia, ausência tanto de financiamento como de mão de obra e poucas reservas nas bacias sedimentares.

Motivado por um nacionalismo extremado de Vargas, o governo brasileiro altera a legislação referente ao petróleo durante as décadas de 1930 e 1940. A Constituição de 1934 estabelece que as minas e jazidas minerais passam a ser de propriedade do

Estado e que ele será responsável pela concessão para aproveitamento econômico desses recursos. O Decreto nº 24.642/1934, conhecido como Código de Minas, regulamenta os dispositivos constitucionais acima citados. A Constituição de 1937 proíbe a participação do capital estrangeiro no aproveitamento econômico dos recursos minerais. O Decreto Lei nº 395/1938 cria o Conselho Nacional do Petróleo<sup>2</sup> (CNP), veda a participação de estrangeiros na atividade de refino, embora permita a participação de empresas privadas nacionais, e declara o abastecimento de derivados como serviço de utilidade pública.

O Plano Salte do governo Dutra, em 1948, foi o primeiro programa de governo nacional que orientou os investimentos públicos para o setor do petróleo. O Plano foi elaborado diante de uma forte restrição de divisas estrangeiras após um período de adoção de política de liberalização pelo governo. Quanto à indústria do petróleo, o Plano Salte previa intensificação das atividades de pesquisa e lavra para atender à crescente demanda doméstica de derivados, instalação de uma refinaria e aquisição de 15 navios petroleiros (CARVALHO, 1977).

Duas conclusões podem ser colocadas ao analisar as ações do governo brasileiro referentes às atividades de exploração e produção da indústria do petróleo até esse momento. A primeira delas é que o governo se antecedeu à onda de nacionalização e controle das reservas que ocorreu na década de 1960 nos principais países produtores. No entanto, enquanto no Brasil essa decisão foi motivada principalmente por um fator de cunho ideológico (nacionalismo desenvolvimentista), dada a não abundância de reservas nas bacias sedimentares e o desinteresse do capital estrangeiro, nos países produtores o fator econômico foi maior que o ideológico, uma vez que o interesse desses estados em controlar as reservas surgiu quando eles perceberam as vultosas rendas geradas com exploração e produção de petróleo e o poder que as *majors*

---

<sup>2</sup> O CNP era diretamente subordinado ao Presidente e possuía autonomia administrativa com liberdade para movimentação de recursos e de pessoal. Suas atribuições compreendiam: (i) pesquisas de jazidas de petróleo e gás que poderiam ser realizadas diretamente ou através de concessões; (ii) exercer atividades reguladoras tais como: autorização de instalação de refinarias, controle da importação e transporte de derivados em território nacional.



exerciam. A segunda conclusão é que as progressivas ações do governo brasileiro objetivavam mais proteger suas reservas do capital estrangeiro do que propriamente explorá-las e desenvolvê-las, pois o foco dos investimentos até então estava mais voltado para o refino graças ao preço baixo do petróleo.

Após um amplo debate político influenciado pelo movimento popular “o petróleo é nosso” é aprovada a Lei nº 2.004/1953 que cria a Petrobras. Essa lei estabeleceu o monopólio da empresa em todas as atividades da indústria, exceto na distribuição e na petroquímica. Além disso, proibiu a concessão de novas refinarias privadas, apesar de ter mantido as antigas concessões, porém, com a proibição de expansão da capacidade produtiva. Vale destacar que diante de uma grande instabilidade política, a conformação organizacional encontrada pelo governo com o monopólio da Petrobras nas principais atividades, a ausência de monopólio na distribuição (dominada por empresas estrangeiras) e a permanência de refinarias privadas preservaram direitos adquiridos e evitaram maiores instabilidades no setor.

A partir da criação da Petrobras, a indústria do petróleo brasileira ganha um poderoso agente que passará a impulsionar seu desenvolvimento e será utilizado como um dos instrumentos para viabilizar as políticas públicas voltadas para o setor. De 1954 até 1974, observa-se um ambiente institucional relativamente estável<sup>3</sup> em torno da Petrobras. Independente da orientação política de cada governo que assumia a Presidência da República, persistia a preocupação do poder executivo em:

- i) preservar a legislação protecionista que conferia o monopólio da estatal em todas as atividades da indústria, exceto distribuição e petroquímica;
- ii) colocar à frente da empresa gestores com experiência e conhecimento na indústria que pudessem dar continuidade aos planos de investimento da

---

<sup>3</sup> Observam-se apenas dois momentos de instabilidade nesse período: (i) no governo Juscelino Kubitschek houve desgaste entre a Petrobras e o CNP. A estatal, com o seu crescimento, obtinha maior autonomia e realizava seus próprios planos de expansão, no entanto, cabia ao CNP estabelecer metas para o setor. Porém, o CNP não tinha condições de exercer sua atividade de regulação devido aos escassos recursos financeiros e de pessoal, acabando por atuar somente como relações públicas em prol dos interesses da Petrobras; (ii) no governo João Goulart cresce a influência dos sindicatos dentro da empresa, provocando desgastes em sua estrutura organizacional. Essa influência não durou muito tempo, tendo sido eliminada logo que os militares assumiram o poder em 1964.

empresa de modo a assegurar o atendimento à demanda crescente de derivados.

Em 1968, a economia brasileira inicia uma fase de crescimento vigoroso que perdura até 1973. Nesse período, o PIB cresceu a uma taxa média de 11% ao ano liderado pelo setor de bens de consumo duráveis. O crescimento do período 1968-73 retomou e completou o processo de difusão da produção e consumo de bens duráveis, iniciado no Plano de Metas. Vale destacar que, paradoxalmente às relações macroeconômicas conhecidas, o ritmo de crescimento foi acompanhado pela queda da inflação e melhoras no Balanço de Pagamentos, que apresentou superávits crescentes ao longo do período. Destacam-se alguns fatores que contiveram o aumento da inflação: capacidade ociosa da economia; controle do governo sobre os juros e preços industriais; política salarial em vigor, que resultou em queda dos salários reais; e política agrícola implementada, que contribuiu para expandir a produção e evitar pressões inflacionárias. Algumas condições concorreram para o desempenho superavitário do Balanço de Pagamentos mesmo com o vigoroso crescimento, dentre elas tem-se:

- i) disponibilidade de liquidez a juros baixos no mercado externo;
- ii) posição favorável dos termos de troca devido ao aumento dos preços das commodities; e
- iii) expansão do comércio mundial (HERMANN, 2005a).

A partir da evolução histórica e dos marcos institucionais da indústria do petróleo no Brasil e no mundo delineados acima, destacam-se seis principais fatores que influenciaram a estratégia inovativa da Petrobras tanto em relação às tecnologias de produção de petróleo *offshore*, como aos seus processos de aprendizagem.

O primeiro desses fatores é de caráter geopolítico. Na década de 1960, quando a Petrobras descobre sua primeira reserva no mar, o preço do petróleo era relativamente baixo e seguia uma trajetória estável determinada por:

- i) intervenção do Estado, tanto em países produtores quanto consumidores, reduzindo o poder de mercado das *majors*;

- ii) descentralização das áreas produtoras e inserção de novos agentes (crescimento do número de empresas estatais) na indústria, geradas pela busca de novas reservas nos países produtores e consumidores;
- iii) aumento da oferta de petróleo com as descobertas de gigantescas bacias no Oriente Médio na época em que os países da OPEP disputavam por *market share*.

O baixo preço do petróleo inviabilizava um conjunto de projetos de exploração e produção *offshore*, pois os custos de produção no mar são significativamente maiores que em terra. Além disso, a falta de experiência da empresa na produção *offshore* a colocava na fase inicial do processo de aprendizagem, o que contribuía para aumentar os custos relacionados à atividade. Se os custos operacionais já se apresentavam altos, o interesse em direcionar esforços para capacitação profissional, pesquisa e desenvolvimento tecnológico não era nem cogitado. Dessa forma, a produção *offshore* desse mineral no início não era economicamente atrativa para a empresa, o que se traduziu num baixo investimento nessa atividade que contribuiu para o aumento da produção de petróleo apenas de forma marginal. Como pode ser observado na tabela 5, a produção de petróleo na plataforma continental não chegou a responder nem por 9% do total da produção durante esse período.

Tabela 5 – Participação da produção de petróleo *onshore* e *offshore* (%) – 1968-1973.

Ano	Produção Onshore	Produção Offshore
1968	93,4	6,6
1969	94,8	5,2
1970	94,8	5,2
1971	93,2	6,8
1972	93,7	6,3
1973	91,4	8,6

Fonte: Elaboração própria a partir de Petróleo Brasileiro S.A. (2013b).

O segundo fator está associado à política energética brasileira. A partir da década de 1930, com a intensificação dos processos de urbanização e industrialização, garantir a segurança energética se torna estratégico para a continuidade do crescimento

econômico e é essencial para conter a inflação, que se torna um problema crônico na economia brasileira. Em 1970, os derivados de petróleo são a segunda fonte energética mais consumida no país, perdendo somente para a lenha. O consumo de derivados segue crescendo e torna-se o principal tipo de consumo por fonte energética já em 1972 como pode ser visto na tabela 6. Com os baixos preços do petróleo e a necessidade de garantir a segurança energética, priorizaram-se os investimentos no parque de refino e a importação de óleo cru, em detrimento dos investimentos na exploração e produção em mar, para garantir o suprimento da demanda e a estabilidade dos preços dos derivados.

Tabela 6 – Composição do consumo final energético por tipo de fonte energética (%) – 1970-1973.

Fonte Energética	Consumo Final Energético			
	1970	1971	1972	1973
Gás Natural	0,11	0,14	0,16	0,14
Carvão Mineral	0,15	0,15	0,14	0,10
Lenha	46,75	43,50	40,48	36,51
Bagaço de Cana	5,19	5,28	5,58	5,63
Eletricidade	5,62	6,03	6,30	6,60
Carvão Vegetal	2,62	2,83	3,09	3,01
Derivados de Petróleo	36,77	39,37	41,36	45,29
Outras Fontes	2,79	2,71	2,90	2,71

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013).

O terceiro fator está associado às características do óleo encontrado na plataforma continental brasileira. Como esse óleo era muito pesado e o parque de refino foi construído para processar o óleo leve importado com vistas a maximizar a produção de derivados leves, como a gasolina, era necessário realizar uma mistura de óleos (*blend*) provenientes da produção nacional e importada. A tabela 7 mostra o crescimento do consumo de derivados leves que justifica a lógica dos investimentos no refino. Assim, as características do mineral brasileiro e a racionalidade na atividade do refino também guiaram e explicam a baixa alocação de recursos na atividade *offshore*.

Tabela 7 – Composição do consumo final de derivados de petróleo (%) – 1970-1973.

Derivados de Petróleo	Consumo Final de Derivados de Petróleo			
	1970	1971	1972	1973
Óleo Diesel	24,19	23,71	24,28	24,32
Óleo Combustível	29,60	30,75	30,37	31,41
Gasolina	33,40	32,19	32,28	31,80
Gás Liquefeito de Petróleo	6,13	5,86	5,80	5,40
Querosene	5,07	4,86	4,79	4,63
Gás Canalizado	0,59	0,54	0,49	0,43
Outros	1,02	2,10	1,98	2,01
Total	100	100	100	100

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013).

O quarto fator está associado à conjuntura macroeconômica que possibilitou à Petrobras aproveitar o baixo preço do petróleo, viabilizando a implementação da política energética através da importação de petróleo e da maximização do refino de derivados leves, dado que o petróleo produzido internamente era pesado. Vale lembrar que a prioridade do governo nesse período consistia em aprofundar o processo de substituição de importação no setor de bens de consumo duráveis. Devido à liquidez e à expansão do mercado externo, resultante da recuperação econômica dos países centrais, as contas externas do país permaneceram equilibradas e possibilitaram o aprofundamento da substituição de importação de bens duráveis em paralelo ao aumento da dependência do petróleo externo.

O quinto e o sexto fatores estão mais relacionados aos aspectos institucionais. A legislação que concedia o monopólio da atividade de exploração e produção à estatal se afigura como um desses fatores. Esse protecionismo permitia que a empresa amadurecesse em uma atividade na qual não possuía expertise sem, no entanto, sofrer com a concorrência desleal das *majors* do petróleo que já vinham atuando nessas atividades durante um maior tempo. O outro fator está relacionado ao empenho dos gestores da empresa, nomeados pelo Presidente, em dar continuidade aos projetos estratégicos traçados. Essa estabilidade institucional permitiu a criação de rotinas dentro da empresa importantes para seu processo de aprendizagem.

Conclui-se que o foco no aprendizado pelo uso, pela experiência e pela interação com fornecedores da Petrobras com vistas à importação de tecnologias de produção

*offshore* sem se preocupar com o desenvolvimento tecnológico foi uma estratégia traçada pela companhia perfeitamente compreensível. O contexto geopolítico mundial, a política energética perseguida pelo governo, as características do óleo produzido no Brasil e o contexto macroeconômico deslocavam os recursos para o refino e reduziam drasticamente os incentivos para a produção *offshore*. Vale ressaltar, no entanto, que fatores institucionais mencionados no parágrafo anterior contribuíram para o processo de aprendizagem da companhia nessa atividade e, dado o caráter cumulativo desse processo, esse fato foi importante para as próximas fases em que a estatal se lança para uma estratégia inovativa mais audaciosa.

### **2.1.2 Os choques do petróleo e a estratégia brasileira: incentivos para o aprendizado por imitação**

Uma significativa mudança na estrutura da indústria do petróleo mundial ocorre em 1973 com a restrição da produção dos países membros da OPEP, que passaram a operar efetivamente como um cartel ocasionando um aumento substancial do preço do petróleo (preço mais que triplicou em termos reais). O que permitiu à OPEP controlar altos preços através das cotas de produção durante a década de 1970 foi a inelasticidade de curto prazo da oferta e da demanda em relação ao preço. A inelasticidade de curto prazo da oferta decorria da concentração da produção, incluindo os países membros da OPEP, e do diferencial de custo entre os produtores. A inelasticidade da demanda de curto prazo ocorria graças à escassez de insumos energéticos substitutos ao petróleo e à dependência tecnológica dos principais países consumidores em relação aos países centrais.

A alta dos preços do petróleo exigiu um ajuste macroeconômico dos países centrais que, em 1974, aumentaram suas taxas de juros, o que contribuiu para a redução da demanda agregada nesses países. Paralelo a esse movimento, as receitas de petróleo dos países da OPEP migraram para esses países deixando seus setores bancários com grande liquidez. Como existia um teto às taxas de juros domésticas nos

países da OPEP, esses recursos acabaram migrando para investimentos de maior risco nos países centrais.

No Brasil, o primeiro choque do petróleo exigiu o desenvolvimento de vantagens comparativas dinâmicas que alterassem a estrutura produtiva brasileira. A desproporcionalidade setorial herdada do período do “milagre econômico” resultou numa forte dependência da importação de petróleo e de bens de capital (coeficiente de importação elevado), vinculando o crescimento econômico à dependência externa. No entanto, como enfatiza Hermann (2005b), essa dependência se transforma em forte restrição com a abrupta alta nos preços do petróleo.

Assim, para assegurar a continuidade do crescimento econômico, o governo Geisel optou por realizar um ajuste estrutural atenuando a restrição externa através da substituição de importação e do aumento da capacidade de exportar. Para efetivar essa estratégia, o governo elaborou o II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND) que enfocou na realização de investimentos nos pontos de estrangulamento da economia: infraestrutura, bens de capital, insumos básicos e energia (exploração e produção de petróleo, hidrelétricas e álcool, principalmente). Vale destacar que se a retração da economia mundial gerada pelo aumento dos juros nos países centrais aprofundava a restrição externa, a liquidez gerada pelos “petrodólares” permitiu que o governo levasse à frente seu programa de desenvolvimento, uma vez que nessa fase inicial seria necessário aumentar importações, principalmente de bens de capital e de petróleo. Como pode ser observado na tabela 8, as condições deficitárias das contas - externas nos anos de 1974 e 1975 sinalizam que a liquidez do mercado financeiro externo era uma condição necessária para que o II PND fosse implementado.

Tabela 8 - Saldo do Balanço de Pagamentos e da Balança Comercial (US\$ milhões) – 1974-1975.

Ano	Balanço de Pagamentos	Balança Comercial
1974	-1.040,60	-4.690,32
1975	-1.064,20	-3.540,40

Fonte: Elaboração própria a partir de Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (2013).

Na indústria do petróleo<sup>4</sup>, o governo estimulou as atividades de prospecção, exploração e produção e flexibilizou a legislação, permitindo que a Petrobras pudesse adquirir empréstimos externos e financiar seus projetos de expansão da produção de petróleo em águas rasas. Dada a emergência que a produção de petróleo passou a ter, foi autorizada a realização de contratos de risco para produção e exploração entre a Petrobras e empresas internacionais. No entanto, como destaca Santos (2010), esses contratos não tiveram o sucesso esperado devido à falta de clareza das normas contratuais.

Entre 1974 e 1978, um fator institucional foi importante para assegurar os investimentos da Petrobras. Como observa Velloso (1998), um grande desafio que se apresentou ao governo foi executar os projetos do II PND e ao mesmo tempo tentar conter a demanda agregada através de políticas fiscais restritivas com a finalidade de evitar um descontrole inflacionário. Essa contradição exigia uma sintonia fina entre o Ministério da Fazenda – que coordenava as políticas de curto prazo como o combate à inflação, política de crédito, política de balanço de pagamentos – e a Secretaria de Planejamento da Presidência – que coordenava a elaboração e o acompanhamento da execução do orçamento federal e dos planos de investimento do II PND – para executar a política econômica traçada pelo Conselho de Desenvolvimento Econômico (CADE). Em 1976, o governo adota políticas monetárias e fiscais restritivas, que envolviam inclusive redução de investimentos do II PND, para conter a inflação. Graças à articulação que existia entre esses dois órgãos, os investimentos no setor do petróleo foram mantidos por ser um setor estratégico e de alta prioridade para a política energética.

A Revolução Xiita no Irã, em 1979, e a Guerra Irã-Iraque, em 1980, reduzem ainda mais a oferta de petróleo, dado que esses países eram dois dos maiores produtores mundiais, gerando um novo aumento de preços nesses dois anos. Vale destacar que o aumento do preço em 1979 foi bem maior do que o ocorrido em 1974. A resposta dos países centrais ao novo choque foi um brusco aumento das taxas de juros que gerou

---

<sup>4</sup> A atuação do governo em vários setores estratégicos do II PND, e não só na indústria do petróleo, se deu majoritariamente através das estatais. A participação do governo na formação bruta de capital fixo durante esse período chegou a 40% (HERMANN, 2005b).



redução da demanda agregada desses países e recessão. Devido ao aumento dos juros, um grande fluxo de capitais é atraído dos países periféricos, ocorre redução da demanda das exportações desses países e aumento de suas dívidas externas gerando impacto no balanço de pagamentos.

Uma redução dos preços do petróleo ocorreu a partir de 1981 e seguiu essa tendência até 1984 devido a dois fatores principais. O primeiro deles está associado ao ajuste que países consumidores e importadores de petróleo foram obrigados a realizar após o choque de 1974. Os altos preços do mineral:

- i) viabilizaram outros projetos de exploração e produção em outras regiões fora das tradicionais, em especial projetos *offshore* (Mar do Norte e Brasil), o que contribuiu para descentralizar a produção de petróleo mundial e aumentar o número de agentes na indústria;
- ii) obrigaram grandes consumidores a realizar racionamento do mineral e a desenvolver outras fontes de energia onde fosse possível.

Assim, a demanda foi controlada e a oferta cresceu no longo prazo. O segundo fator relaciona-se com as novas relações de poder entre os membros da OPEP. Em primeiro lugar, com a queda do preço do petróleo em 1981, os incentivos para que um agente burlasse as cotas de produção para obter uma maior receita líquida aumentaram, o que de fato ocorreu.

Em segundo lugar, como destaca Abdalla (1995), na década de 1980, somente alguns países do cartel adotaram a estratégia de aquisição de ativos do *downstream* (Kwait, Arábia Saudita, Venezuela), os outros (Irã e Iraque, por exemplo), em virtude de conflitos externos e internos, passaram por restrições financeiras que os impossibilitaram de adotar a mesma estratégia. Esses dois fatos resultaram em maior poder àqueles que se verticalizaram, pois as margens obtidas no refino e na distribuição compensavam as perdas com a baixa do preço do petróleo. Assim, os objetivos entre os membros da OPEP passaram a divergir e isso gerou uma desarticulação do cartel.

O novo choque do petróleo em 1979 e o aumento dos juros dos países centrais exigiram um contínuo ajuste das contas externas brasileiras. Como destaca Castro

(2004), o colapso da capacidade de importar ocorrido entre 1979 e 1982 foi maior do que o verificado em 1973 e 1974 tornando o estrangulamento externo, que os grandes programas setoriais do II PND aliviaram, ainda mais agudo do que aquele que inspirou a estratégia de 1974. A dívida externa e a inflação foram duas heranças do governo anterior que o presidente Figueiredo teria que administrar, sendo que o ajuste externo foi perseguido como prioridade durante todo o período e a preocupação com a inflação aumentou somente a partir de 1981 ainda que não tenha assumido a atenção central da política econômica brasileira.

Assim, em 1979 e 1980, o governo assume uma política de caráter não recessivo combinando correções de preços relativos (taxa de câmbio, tarifas públicas, etc) com políticas monetárias e fiscais restritivas para conter a demanda agregada a fim de reduzir os déficits no balanço de pagamentos e nas contas públicas. Segundo Hermann (2005b), a recessão nesses dois anos foi evitada graças ao desempenho das exportações e ao crescimento inercial dos investimentos do II PND, no entanto, observa-se um processo de aceleração da inflação, pois os ajustes de preços realizados pelo governo em uma economia indexada geraram uma inércia inflacionária. A partir de 1981, o governo adota políticas fiscais e monetárias explicitamente restritivas com vistas a realizar, principalmente, o ajuste externo, embora o combate à inflação preocupasse o governo. Essas medidas justificaram um período de recessão econômica que cessou somente em 1984 devido ao desempenho das exportações que responderam à recuperação da economia mundial nesse ano.

Quanto ao desempenho do balanço de pagamentos nesse período, que traduz o resultado do esforço do governo em realizar o ajuste externo, observa-se que tal ajuste foi dificultado devido à alta dos preços do petróleo e ao aumento dos juros internacionais que provocou fuga de capitais e aumento do serviço da dívida. Além disso, como conclui Castro (2004), os investimentos do II PND, muito mais que as políticas de contenção da demanda agregada adotadas no período 1979-1984, contribuíram para o ajuste externo do período.

Uma das medidas para conter a demanda agregada durante o governo Figueiredo foi a redução dos gastos públicos realizados por empresas estatais. Para isso, foi criada

pelo Decreto nº 84.128/1979 a Secretaria Especial de Controle das Empresas Estatais (Sest). Essa Secretaria passou a controlar os investimentos, a produtividade, o endividamento e a própria estrutura de produção das estatais. O controle fez-se necessário porque as empresas estatais eram responsáveis por uma parcela considerável da dívida externa. Assim, a Sest fixou limites para a captação de recursos pelas estatais, medida que reduziu a autonomia dessas empresas, ligando-as ainda mais ao aparelho do Estado (RUCKERT, 1981).

O processo de aprendizagem envolvido no desenvolvimento das atividades de exploração de petróleo *offshore*, em especial os aprendizados por imitação e por busca realizados no Cenpes, foram intensificados no período entre 1974 e 1984, apesar da forte restrição externa pela qual a economia brasileira atravessou nesse período. A seguir são explicitados os fatores que possibilitaram à estatal dar continuidade aos seus planos de investimento e seguir com sua estratégia inovativa.

O primeiro desses fatores está associado à geopolítica do mercado de petróleo e o abrupto aumento dos preços em 1974. O aumento do preço do petróleo não só viabilizou uma série de projetos de exploração de petróleo *offshore* como beneficiou a Petrobras pelo fato de ela se encontrar no início da curva de aprendizado das atividades *offshore* incorrendo, certamente, em custos operacionais maiores. A manutenção dos altos preços até 1981, considerando um patamar de preços ainda maior a partir de 1979, criou um ambiente propício para que a estatal seguisse com seu processo de aprendizagem amparado por uma legislação que lhe dava exclusividade na lavra do petróleo.

Como foi visto, a conjuntura econômica brasileira no período entre 1974 e 1984 atribuiu um caráter estratégico ao petróleo, seja porque ele constituiu um dos pilares do II PND no período 1974-1978, ou por ele ter sido crucial para realizar o ajuste externo perseguido pelo governo no período 1979-1984. Vale destacar que no governo Geisel o Estado atuou fortemente no setor do petróleo através da Petrobras e flexibilizou normas de financiamento para a estatal.

Outro fator relevante que influenciou a estratégia inovativa da Petrobras foi a mudança na política energética brasileira. Com o choque do petróleo, a antiga

estratégia de importação de óleo para refino doméstico ficou comprometida. Aumentaram-se os incentivos para produção *offshore* e a necessidade da estatal em capacitar-se para realizar as atividades de produção de petróleo. Apesar do esforço do governo para desenvolver fontes de energia alternativas como hidrelétrica e álcool, que foram bem sucedidas, as medidas adotadas em relação ao petróleo e derivados face à dependência externa desses recursos não foram suficientes para reduzir seu consumo. Embora houvesse uma tomada de consciência em relação à dependência de petróleo importado como sendo o principal problema de abastecimento, a política desse plano não se destinou a substituir o petróleo, senão a aumentar a oferta de energia elétrica (FURTADO, 1990). Como observa Castro (2004), a escolha coerente do II PND deveria ser acrescida de uma política energética que contivesse medidas extraordinárias tais como:

- i) racionamento do consumo de combustíveis;
- ii) política industrial e tecnológica impondo normas e especificando limites para o consumo de energia em setores como automobilístico, eletrodoméstico, construção civil, etc.

Assim, haveria uma política mais fina de adaptação à era da energia cara. De fato, Assis e Lopes (1980), ao realizarem uma análise econométrica dos dados de preço de derivados e respectivo consumo, concluem que a política de controle de preços da década de 1970 foi insuficiente para reduzir o consumo de gasolina e diesel devido à baixa elasticidade preço desses bens e, portanto, outras medidas mais intervencionistas deveriam ter sido tomadas para tal finalidade.

A política energética do governo do general João Figueiredo visou o aumento da participação das fontes nacionais na matriz energética brasileira com vistas a reduzir o consumo do petróleo importado. Furtado (1990) observa que a intensificação do uso de energia por unidade de produto adicional, pós-segundo choque do petróleo, foi fruto do prosseguimento do esforço de substituição de importações começado durante o II PND. Uma das principais razões apontadas para esse processo de aumento foi a substituição de petróleo por eletricidade. Apesar da redução da participação relativa do consumo de derivados, que pode ser observado na tabela 9, o consumo desses bens ainda era

significativo e os esforços em extrair o petróleo do mar permaneciam estratégicos para realização do ajuste externo.

Tabela 9 - Composição do consumo final energético por tipo de fonte energética (%) – 1979-1984.

Fonte Energética	Consumo Final Energético					
	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Gás Natural	0,43	0,49	0,53	0,73	0,84	0,98
Carvão Mineral	0,32	0,52	0,91	1,34	1,52	1,37
Lenha	22,82	22,14	22,71	20,86	20,62	20,35
Bagaço de Cana	6,43	6,90	7,71	8,59	10,23	10,44
Eletricidade	9,79	10,68	11,38	11,85	12,62	13,36
Carvão Vegetal	3,79	4,33	4,26	4,29	4,82	5,73
Derivados de Petróleo	50,70	48,78	46,87	45,85	41,49	38,16
Outras Fontes	5,72	6,16	5,63	6,49	7,87	9,60

Fonte: Elaboração própria a partir de Ministério de Minas e Energia (2013).

No âmbito institucional também foi destacada a importância da coordenação entre a Secretaria de Planejamento e o Ministério da Fazenda para garantir a continuidade dos investimentos da estatal. Quanto à criação da Sest no governo Figueiredo, esse foi um fator que certamente criou dificuldades aos planos de expansão da Petrobras. No entanto, essas dificuldades não provocaram, de modo geral, descontinuidades nos projetos da Petrobras e, por isso, devem ser relativizadas por dois motivos.

O primeiro deles se refere ao fato de que no final da década de 1970 a Petrobras já possuía uma relativa autonomia financeira, de modo que seus investimentos dependiam em grande parte de suas receitas operacionais e menos de empréstimos externos, que eram o foco da atuação da Sest. Como mostra a tabela 10, a Petrobras expandiu seus investimentos no período entre 1980 e 1984 a uma taxa de crescimento média de 7,46% ao ano. As atividades de E&P cresceram a uma taxa média de 17,60% ao ano no mesmo período aumentando sua participação relativa e superando as atividades de refino e distribuição. Essa importância também pode ser verificada quando, em 1980, os investimentos em E&P crescem 27,26%, apesar da queda dos investimentos globais. Nos anos de 1983 e 1984 observa-se uma queda nos investimentos total e em E&P, fato que está alinhado às políticas explicitamente restritivas adotadas pelo governo e que justifica um comportamento mais rigoroso da

Sest. No entanto, é preciso destacar que essa redução dos investimentos deve ser relativizada. Primeiro porque o nível de investimento da Petrobras nesses dois anos ficou num patamar superior, em termos totais e no E&P, ao observado durante todos os anos da década de 1970. Segundo porque o caráter cumulativo do processo de aprendizagem permite a continuidade e/ou o desenvolvimento de novos projetos a custos menores, de modo que a queda dos investimentos não prejudicou a estratégia inovativa da empresa.

Tabela 10 – Investimento total e investimento em E&P da Petrobras – 1974-1984.

Ano	Investimento Total (US\$ milhões)	Variação Anual (%)	Investimento em E&P (US\$ milhões)	Variação Anual (%)	Investimento E&P/Total (%)
1974	1.037	-	279	-	26,90
1975	1.458	40,60	406	45,52	27,85
1976	1.496	2,61	543	33,74	36,30
1977	1.646	10,03	657	20,99	39,91
1978	1.811	10,02	898	36,68	49,59
1979	1.915	5,74	1.042	16,04	54,41
1980	1.872	-2,25	1.326	27,26	70,83
1981	2.980	59,19	2.480	87,03	83,22
1982	4.295	44,13	3.494	40,89	81,35
1983	3.123	-27,29	2.380	-31,88	76,21
1984	1.985	-36,44	1.540	-35,29	77,58

Fonte: Elaboração própria a partir de Ramires (1991).

Outro motivo que relativiza as dificuldades impostas pela Sest à estatal é o caráter estratégico que a produção de petróleo assumia para a realização do ajuste externo e o peso que a empresa possuía nas decisões políticas. Como destaca Ruckert (1981), quanto maior a empresa estatal, maior é a sua capacidade de influenciar a política econômica. Desse modo, é razoável supor que a Sest exerceu um controle menos rigoroso sobre a Petrobras, uma vez que a continuidade dos seus investimentos era fundamental para que se reduzisse a importação de petróleo e derivados contribuindo para o ajuste externo.

### 2.1.3 Os planos de estabilização, instabilidade institucional no setor do petróleo e a produção em águas profundas (1985-1991)

A trajetória descendente do preço do petróleo desde 1981 sofre uma acentuação em 1986 quando o preço cai quase pela metade devido, principalmente, à desistência da Arábia Saudita de atuar como agente coordenador da política de cotas do cartel, simbolizando o fim da poderosa articulação da OPEP verificada na década de 1970. Para garantir maiores receitas, a Arábia Saudita adotou contratos com precificação baseada na lógica *netback* que, em resumo, eram contratos que garantiam a rentabilidade do refinador ao atrelar os preços do petróleo ao preço dos derivados. Como destaca Silvério (2012), os contratos *netback* adotados pela Arábia Saudita foram amplamente utilizados por empresas verticalizadas, fossem estatais, de países OPEP e não OPEP, ou privadas. Isso criou um ambiente favorável e de incentivo à maximização da capacidade utilizada pelos refinadores. O excesso da oferta de derivados resultou em decréscimo dos seus preços e, conseqüentemente, um declínio acentuado dos preços do petróleo. Esse colapso nos preços gerou abandono do sistema de precificação via contratos *netback*.

A partir de 1987, com o fim dos preços administrados praticados pela OPEP e dos contratos *netback*, os principais mecanismos de determinação de preços do petróleo passaram a ser os mercados competitivos no Mar do Norte e nos Estados Unidos. Do ponto de vista do mercado global, os mercados para o Brent e o WTI representavam as duas principais praças consumidoras do mundo. Assim, os preços gerados nesses mercados se tornaram uma boa *proxy* para determinar o preço global do petróleo. Do ponto de vista microeconômico, o mercado *spot* ou à vista, onde eram negociados esses bens, possuía um grande número de compradores e vendedores negociando petróleo diariamente com alta liquidez. Nesse mercado, no entanto, além do preço variar diariamente, havia um lapso temporal entre a realização dos contratos e a entrega física dos bens, que podia se estender além de um mês.

Segundo Pinto Júnior e Nunes (2001), o crescimento do mercado *spot* no setor petrolífero deu-se paralelamente à redução do poder da OPEP e da sua capacidade de

fixação de um preço de referência para o petróleo. Essa redução de poder estava associada aos ajustes realizados na demanda (contenção do consumo e desenvolvimento de fontes alternativas), à descentralização da oferta (desenvolvimento tecnológico, que possibilitou exploração de petróleo em outras regiões) e à desarticulação do cartel devido à divergência de objetivos dos seus membros. Mais da metade do petróleo comercializado no mundo no final de 1982 era transacionado no mercado *spot*, o que caracterizava a saída gradual da OPEP do “centro de gravidade da indústria”, que ocorreu de fato em 1986.

No mercado *spot*, os riscos decorrentes da dimensão temporal das transações e das flutuações diárias do preço aliados à necessidade de garantir uma elevada liquidez estimularam a criação dos mercados futuro e *forward* que conseguiriam cumprir as funções de transferência de risco e de provisão de liquidez para auxiliar na determinação de preços. Assim, o mercado *spot*, na medida em que introduz um elemento de incerteza e risco nas transações realizadas no mercado petrolífero, força a utilização de outros mecanismos capazes de reduzi-lo. O mercado futuro tem os contratos negociados em bolsa em lotes de 1.000 barris e não há entrega física, já no mercado *forward* a negociação é bilateral, a carga do contrato é de 6.000 barris e ocorre entrega física, o que confere a esse tipo de negociação maior risco e necessidade de grande aporte financeiro. Ambos os mercados utilizam o preço do mercado *spot* como referência. Assim, os mercados para os petróleos de referência organizaram-se ao redor de diversos instrumentos que compõem os mercados *spot*, futuro e *forward*.

O que precisa ser destacado é que os baixos preços do petróleo entre 1981 e 1986 foram responsáveis por uma redução dos investimentos em produção de petróleo *offshore* no mercado mundial. A partir de 1987 até 1991 observa-se, como mostra a tabela 11, intercalações de períodos de crescimento e de redução do preço do petróleo, o que é natural uma vez que os preços passaram a ser determinados com base nos mercados *spot*, futuro e *forward*, se ajustando aos movimentos de oferta e demanda nesses mercados. Os preços passaram a “ser administrados” pelo mercado financeiro e a volatilidade passou a ser um elemento inerente ao novo regime de preços da indústria



do petróleo, sem pânico e sem maiores consequências, ao contrário dos preços observados nos períodos de crise das décadas de 1970 e 1980. (PINTO JÚNIOR; NUNES, 2001). Vale ressaltar que apesar de aumentos nos preços nos anos 1987, 1989 e 1990, eles nunca chegaram ao patamar de US\$ 83,92 (ano base 2011), que foi o preço médio anual de 1979 a 1984. Isso significa que os projetos de exploração e produção *offshore* tiveram, para ser viáveis, que se adaptaram a um patamar de preços – preço médio anual de US\$ 37,77 (ano base 2011) – menor que aquele que perdurou entre 1974 e 1978 – preço médio anual de US\$ 51,37 (ano base 2011) – frente a desafios tecnológicos cada vez maiores para operar em maiores profundidades.

Tabela 11 – Evolução do preço do petróleo – 1985-1991.

Ano	Preço (US\$ 2011)	Varição Anual (%)
1985	58,81	-7,53
1986	30,23	-48,60
1987	37,26	23,26
1988	28,96	-22,26
1989	33,75	16,51
1990	41,68	23,50
1991	33,72	-19,09

Fonte: Elaboração própria a partir de British Petroleum (2013).

Esse novo contexto do mercado mundial do petróleo foi decisivo para que a Petrobras se lançasse à produção de novas tecnologias de exploração e produção de petróleo *offshore* em águas profundas que ainda não estavam disponíveis internacionalmente. Quando a empresa descobre as grandes reservas em águas profundas, o mercado mundial, como foi visto, atravessava um período de redução dos investimentos *offshore*, de modo que para explorar as novas reservas a estatal teria que desenvolver tecnologias apropriadas às suas expensas, o que foi feito. Ela também teve de se adaptar a um patamar de preços parecido com o que vigorou entre 1974 e 1978, porém, com uma dificuldade tecnológica superior àquela que a empresa se deparou em 1974. Sabendo disso, a estatal foi cuidadosa em gerir seus recursos de

modo a evitar desperdícios, para tanto, organizou seus esforços inovativos em torno de um projeto integrado de investimento para capacitação tecnológica, o Procap 1.000.

Do ponto de vista macroeconômico, no início do governo Sarney em 1985, o Brasil dispunha de algumas vantagens em relação à situação vivida no início da década de 1980. As contas externas apresentavam significativo superávit comercial e a situação de liquidez internacional havia melhorado em relação à crise vivida após a moratória do México em 1982. As contas fiscais também se encontravam em posição melhor e a maturação dos investimentos do II PND davam ao país, do ponto de vista da oferta, um grande potencial para crescer. O problema mais visível da economia brasileira era, dessa forma, a inflação. Assim, os esforços do governo concentraram-se em medidas para contê-la. Durante toda a segunda metade da década de 1980, os planos de estabilização Cruzado, Bresser e Verão ganharam toda a atenção do governo excluindo-se do debate político qualquer temática relacionada à política industrial e tecnológica. Araújo e Oliveira (2003) mostram que as tarifas públicas e os preços de energéticos passaram a ser utilizados como instrumentos de combate à inflação; ao impedir que preços subissem ao mesmo ritmo dos custos, geravam-se impactos positivos sobre a lucratividade das estatais e o financiamento de novos projetos.

Esse cenário era novo para a Petrobras, pois além das instabilidades geradas pelo processo inflacionário e os desafios decorrentes da exploração em águas profundas, a estatal não teve uma ação ativa e apoio do governo que tivera outrora. Como destaca Alveal (2008), durante trinta décadas não faltou à Petrobras o apoio institucional dos sucessivos governos no seu extraordinário ativismo empresarial na IP brasileira. Contudo, principalmente desde a segunda metade da década de 1980, a função do Estado empresário foi deslocada para o apoio a diretrizes de política macroeconômica defensivas, e inócuas, que objetivavam debelar o processo de alta inflação. A autonomia financeira da estatal nesse período foi essencial para que ela pudesse investir os recursos necessários à sua capacitação tecnológica. Diante desse novo contexto, vale mais uma vez destacar a opção assertiva da empresa em reunir seus esforços em um programa de capacitação claro e objetivo.

A partir da segunda metade da década de 1980, observa-se um momento de redefinições institucionais no setor do petróleo. O ambiente político à época da aprovação da Constituição de 1988 era permeado de ideias contra o monopólio da estatal e a favor da sua privatização. No entanto, a transição de um regime de exceção para um modelo democrático fez nascer ideias desenvolvimentistas e nacionalistas que coíbiam qualquer reivindicação que não estivesse ligada à garantia dos interesses nacionais, o que incluía a defesa da Petrobras e a manutenção do monopólio. Dessa forma, a Constituição de 1988 preservou o monopólio da Petrobras nas atividades de exploração e produção de petróleo.

O governo Collor promulga a Lei nº 8.031/90 que visa implementar o Programa Nacional de Desestatização. Embora a Petrobras não tivesse incluída, sua privatização foi cogitada. O resultado foi a privatização de suas subsidiárias, nas áreas de petroquímica e fertilizantes, por exemplo, e manteve-se o monopólio e sua estrutura verticalizada. Como observam Felipe (2010), dado a influência e a interlocução que a Petrobras possuía com o poder executivo, essas mudanças ocorreram com anuência da estatal como forma de escapar de controles e pressões do governo que recaíam sobre ela e ao mesmo tempo permitiram que ela direcionasse seus esforços ao seu *core business*.

A estratégia inovativa ativa da empresa frente a uma conjuntura macroeconômica instável não deixou de ser uma resposta às ideias a favor da privatização e que colaborou para a permanência da legislação. A manutenção do monopólio estatal foi o ambiente institucional adequado para que empresa pudesse desenvolver soluções tecnológicas novas para o mercado internacional. Freitas e Furtado (2001) mostram que as inovações relacionadas ao Procap 1.000 seguiram uma trajetória incrementalista, diferente do que ocorreu com o Procap 2.000. Dessa forma, a quebra do monopólio nesse momento poderia resultar em um *catching-up* mais rápido das petrolíferas concorrentes e a manutenção desse modelo institucional permitiu que a estatal obtivesse importantes vantagens competitivas dinâmicas.

#### 2.1.4 Políticas determinantes para o desenvolvimento tecnológico para operação em águas ultraprofundas

No início da década de 1990, observa-se nas empresas estatais de alguns dos países membros da OPEP uma desaceleração do processo de verticalização. A Arábia Saudita e o Kuwait, os dois países com maior capacidade financeira para aquisição de ativos do *downstream*, tiveram seus recursos comprometidos graças à invasão do Kuwait e à Guerra do Golfo. Entretanto, passado esse período de instabilidade, esses países continuaram adquirindo refinarias. Isso também ocorreu com outros membros da OPEP como Líbia, Emirados Árabes e Venezuela. Por outro lado, o movimento de verticalização passou a ocorrer nas empresas estatais de países não OPEP, como a Noruega e o México. O processo de compra de ativos de *downstream* realizado pelas estatais dos países OPEP e não OPEP foi acompanhado pela tendência das grandes companhias de petróleo de compra dos ativos de *upstream* nos países produtores (ABDALLA, 1995). Isso só foi possível porque os países produtores estavam mais flexíveis à entrada dessas empresas, pois necessitavam ter acesso aos ativos de *downstream* dos países consumidores que estavam localizados nesses países ou em outros que tinham estreitas alianças e relações comerciais com eles.

Na década de 1990 e nos anos 2000, o preço do petróleo continua sendo determinado nos mercados futuro, *forward* e *spot* do Brent e do WTI. Como será explicado em seguida, a utilização desses dois marcadores sofre questionamentos devido à redução da produção de suas bases físicas. No entanto, algumas modificações nesses mercados permitiram que eles continuassem como referência para os preços dos contratos internacionais.

No mercado onde é negociado o WTI, a base física de produção (Oklahoma) sofreu constante queda a partir da década de 1990 e continuou nessa trajetória nos anos 2000. Esse resultado passa a ser um forte indicativo da redução de sua liquidez, comprometendo a utilização desse tipo de petróleo como referência de preço. Silvério (2012) destaca que na primeira década dos anos 2000, o WTI começou a mostrar divergências de preço no mercado internacional cada vez maiores e por períodos de

tempo cada vez mais prolongados, o que suscitou questionamentos a respeito de sua validade como referência para o mercado global de petróleo. Além da redução de sua base física, tem-se observado que o mercado americano, na década de 1990, se tornou menos conectado com o mercado global de petróleo devido ao aumento da produção americana e à redução das importações totais de petróleo acompanhada da concentração das importações de petróleo canadense. Essa conexão com o mercado mundial é uma condição necessária para que o WTI continuasse como *proxy* para o mercado. Apesar disso, o mercado futuro para o WTI expandiu-se a partir da década de 1990 e intensificou essa expansão a partir de 2000 em virtude da proliferação de inovações de instrumentos financeiros sofisticados para essa commodity, o que permitiu ao WTI continuar como um dos preços de referência dos contratos internacionais.

Diferente do mercado do WTI, onde o contrato futuro foi lançado e ganhou evidência desde sua criação em 1983, o mercado *forward* para o Brent (Ilhas Shetland) foi o primeiro elemento a possibilitar aos agentes a gestão do risco incorrido no mercado *spot*. Porém, em 1988, os contratos futuros passam a ser utilizados para o Brent e consolidou-se uma estrutura de precificação no mercado futuro que consistia na indexação dos preços do contrato com base no Brent Índice - média de preços das transações realizadas no mercado *forward* - sendo que o preço no mercado *forward* era determinado com base nos preços do mercado *spot*. Dessa forma, o mercado do Brent era constituído de três camadas de determinação de preço.

Assim como ocorreu com o WTI, na década de 1990 a produção física do Brent também é reduzida colocando em cheque sua utilização como mercado de referência. Com a redução da base física de produção do Brent, outros óleos passaram a compor a cesta de oferta de Brent. O preço no mercado *spot* passou a ser estabelecido pelo Brent Dated, que correspondia ao menor preço de mercado dentre aqueles óleos componentes, e, além disso, ampliou-se a janela de negociação dos contratos. Essas duas medidas contribuíram para aumentar a liquidez do mercado *spot* e ajudaram a manter o Brent como preço de referência. Posteriormente, grandes países produtores, como Kuwait e Arábia Saudita, deixaram de utilizar o Brent Dated como referência no mercado *spot* e adotaram o Brent-Wave, calculado pela média das cotações de preços

de todas as transações no mercado futuro ponderada pelos seus respectivos volumes. Segundo Silvério (2012), três fatores que contribuíram para o aumento do volume de transações no mercado futuro a partir de 1990 foram:

- i) a fuga de agentes de menor envergadura dos mercados *forward*, dados menores risco e necessidade de aporte financeiro do mercado futuro;
- ii) o uso cada vez maior do instrumento de hedge face à substituição do Brent Dated pelo Brent-Wave; e
- iii) as inovações financeiras ocorridas no período.

As transformações estruturais e institucionais sofridas pela indústria do petróleo a colocam em um contexto econômico e geopolítico na década de 1990 onde:

- i) a demanda encontra-se estabilizada;
- ii) as novas tecnologias e os incentivos a novos investimentos viabilizam maior recuperação de jazidas, o que permite um horizonte de produção, para cada reserva, mais extenso que antes;
- iii) a produção dos países não OPEP não é mais marginal, gerando maior descentralização da produção que antes;
- iv) os mercados *spot*, futuro e *forward* se fortalecem como mercados de referência;
- v) os riscos associados à atividade petrolífera foram ampliados em virtude das incertezas sobre o comportamento das variáveis-chave desse setor (PINTO JÚNIOR; NUNES, 2001).

Essa nova estrutura da indústria e a nova forma de estabelecer o preço do petróleo fizeram com que seu preço, durante a década de 1990, se mantivesse oscilando dentro de uma banda entre US\$ 13,00 e US\$ 21,00 (PINTO JÚNIOR; FERNANDES, 1998) como mostra o gráfico 2. Os valores do piso e do teto são dados por inúmeros fatores e podem mudar no decorrer do tempo de forma que a banda não é estática. Além disso, os agentes dessa indústria atuam de forma a sustentar os preços dentro dessa banda. A cotação dos preços tende a se manter abaixo do teto, pois em patamares superiores:

- i) favorece o risco de desenvolvimento de fontes substitutas ao petróleo;

- ii) os países da OPEP perdem ainda mais seu controle sobre a oferta devido aos novos produtores e à contenção da demanda;
- iii) há risco de estagnação de grandes países consumidores, como os Estados Unidos.

De forma análoga, o preço tende a se manter acima do piso, pois abaixo dele:

- i) a produção de reservas de maior custo é inviabilizada concentrando a produção nos países da OPEP, o que é indesejável por países importadores, principalmente os Estados Unidos;
- ii) os próprios países da OPEP evitam essa situação, pois preços muito baixos comprimem suas receitas de exportação.

Como ressalta Pinto Júnior e Nunes (2001), durante a década de 1990, dificilmente os preços do petróleo ultrapassaram os limites da banda que delimitam flutuações naturais. Os valores fora desses limites foram provocados por um conjunto de questões geopolíticas e/ou fatores conjunturais. Da mesma forma, Silvério (2012) afirma não existir uma razão principal para o aumento do preço entre 2000 e 2005 como houve anteriormente – cartel das *majors*, cartel da OPEP, superprodução associada à desarticulação da OPEP e utilização dos contratos *netback*.

Durante o período entre 1992 e 2005, a Petrobras executou o Procap 2.000 e o Procap 3.000. Como destacado no capítulo 1, o aprendizado por cooperação através da realização de parcerias com concorrentes e outras instituições foi um dos tipos de aprendizado que se destacaram nesse período. Dado o elevado nível de investimento e os altos riscos associados à produção de petróleo em águas cada vez mais profundas, a manutenção dos preços baixos na década de 1990, em comparação com os preços do início dos anos 2000, foi um dos fatores que estimulou a estatal a intensificar a realização de parcerias com vistas ao compartilhamento dos riscos nos projetos de P&D. O aumento dos preços a partir do ano 2000 permitiu que a empresa adotasse uma postura mais audaciosa e de liderança nos projetos de cooperação, assumindo maiores riscos. Esse último fator foi importante já que a partir de 1997 a empresa se deparou com um novo ambiente institucional e competitivo.



Gráfico 2 – Evolução dos preços do petróleo WTI e Brent (US\$) – 1990-2005.  
 Fonte: Elaboração própria a partir de British Petroleum (2013).

Na década de 1990 observa-se o abandono do modelo de substituição de importação pelo governo brasileiro. Como revela Felipe (2010), as mudanças institucionais ocorridas no setor do petróleo são derivadas de um movimento liberal que por volta do final da década de 1980 e início de 1990 ganhou força nas economias da América Latina. Dentre essas mudanças, destacam-se a extinção do CNP, a liberação dos preços controlados no início da década de 1990 e a extinção do monopólio da Petrobras na pesquisa e lavra de petróleo em 1997. Além dessas mudanças, o setor do petróleo atravessa períodos de instabilidade institucional que se iniciam com a revisão da Constituição de 1988.

A revisão constitucional que ocorreu em 1993 e 1994 foi permeada de debates políticos que trouxeram à tona as contestações sobre o monopólio e o caráter estatal da Petrobras. A própria empresa se engajou na campanha a favor do monopólio enviando funcionários do alto escalão para conversar com senadores e deputados e organizando, dentro da empresa, palestras com outros agentes do setor. O resultado desse movimento foi a manutenção do monopólio após a revisão do texto constitucional.

No governo do presidente Fernando Henrique, o grande desafio estava ligado à necessidade de evoluir para um modelo de desenvolvimento que apresentasse estágios econômicos e sociais que substituíssem o antigo modelo, que era voltado exclusivamente para a promoção da indústria sem uma ligação clara com a



necessidade de concorrência e de competitividade (FELIPE, 2010). A estratégia do governo consistia em flexibilizar o monopólio, num primeiro momento, e seguir com a privatização num momento posterior. Os processos de privatização e extinção do monopólio da União em alguns setores estratégicos davam força aos mesmos argumentos no setor do petróleo. No entanto, o governo logo se concentra na remoção do monopólio abandonando a ideia de privatização. Em fevereiro de 1995, foi enviada para o Congresso a Proposta de Emenda Constitucional (PEC) nº 6/95 e em junho do mesmo ano a quebra do monopólio é aprovada.

A Lei nº 9.478/97 extingue o monopólio da estatal nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional. Além disso, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O CNPE ficou responsável pela elaboração das diretrizes da política energética, enquanto a ANP, além de outras atribuições, ficou encarregada por: fiscalização do setor; estabelecimento de normas e parâmetros de segurança, ambientais e de qualidade; e outorga de contratos de concessão das atividades de exploração e produção de petróleo por meio de processo licitatório/de licitação. O estabelecimento de normas e padrões realizado pela agência reguladora teve impactos na estratégia inovativa da Petrobras, pois a empresa teve de ficar mais atenta aos novos padrões na concepção de suas soluções tecnológicas. Como mecanismo de fomento à P&D, a ANP incluiu nos contratos de concessão um item conhecido como “cláusula do 1%”. Essa cláusula determina que os concessionários invistam em P&D valor equivalente a 1% da receita bruta gerada pelos campos de grande rentabilidade ou com grande volume de produção.

Apesar da flexibilização do monopólio ter ocorrido, pode-se dizer que a estatal gozou de algumas décadas de proteção que permitiram uma progressiva evolução do seu processo inovativo através do aperfeiçoamento dos seus processos de aprendizagem e isso também foi importante para seu sucesso. Pode-se dizer que a abertura ocorreu em um momento em que a empresa, líder no mercado de exploração e produção de petróleo em águas profundas, estava pronta para concorrer com os grandes *players* do mercado.

Segundo Contreras (1994), a Petrobras ter permanecido como empresa estatal e verticalizada foi determinante para seu sucesso. Além de preservar os ganhos de escala necessários à indústria, ela manteve seus espaços estratégicos e continuou com suas formas de interação sobre as quais havia acumulado aprendizado significativo. Desde sua criação, a estatal foi sempre considerada estratégica para o desenvolvimento do país, o que permitiu uma relação bastante peculiar com o sistema político brasileiro. Felipe (2010) elenca algumas razões de caráter estratégico, tecnológico e geopolítico que dificultaram e acabaram resultando no abandono da decisão política de privatização da Petrobras.

A primeira delas se refere ao fato da estatal ser um importante instrumento do governo para realizar sua política energética e políticas específicas para a indústria do petróleo. A segunda razão associa-se ao duplo caráter (público e privado; político e empresarial) das relações desenvolvidas pela empresa. Assim, seria difícil avaliar os impactos de uma lógica essencialmente empresarial da empresa para o setor. Em terceiro, destaca-se sua posição de vanguarda no desenvolvimento de tecnologias de exploração e produção *offshore* que enfraquece os argumentos pró-privatização. Em quarto lugar, está o fato de que nessa época a autossuficiência da produção de petróleo significaria, em termos geopolíticos, a capacidade de posicionamento de liderança do Estado brasileiro na região. O interesse do governo em manter a estatal ia muito além das questões associadas às restrições no balanço de pagamentos ou à diminuição da dependência energética externa. Por último, dada a importância da Petrobras para o país, sua privatização ou sua divisão não poderiam ser realizadas em um curto espaço de tempo. Seria necessário um longo período de discussões e estudos para analisar os reais ganhos de tal medida.

O que fica claro é que no período que antecedeu a quebra do monopólio, apesar das incertezas institucionais que a Petrobras enfrentava em virtude das ameaças relacionadas ao fim do monopólio e à privatização da empresa, a estatal se utiliza de todo o seu poder econômico e político para preservar seus interesses. Para evitar a privatização e conviver o mais harmoniosamente possível com o novo marco regulatório, que parecia inevitável, a empresa se utilizou:

- i) da sua capacidade inovativa para gerar resultados, reafirmar sua importância e afastar as críticas em relação à sua eficiência;
- ii) do seu poder de influência no meio político e empresarial para que as mudanças no marco regulatório não prejudicassem seus interesses;
- iii) do seu relacionamento com o Poder Executivo, que permitiu que a estatal negociasse sua saída de determinadas indústrias, como fertilizantes e petroquímica, mas permanecesse verticalizada na indústria do petróleo.

Essa postura assumida pela empresa possibilitou que ela continuasse aumentando sua influência econômica e política diante de um contexto institucional hostil. O gráfico 3 mostra o crescimento do lucro da companhia após o fim do monopólio e o gráfico 4 mostra sua importância crescente para a economia do país.

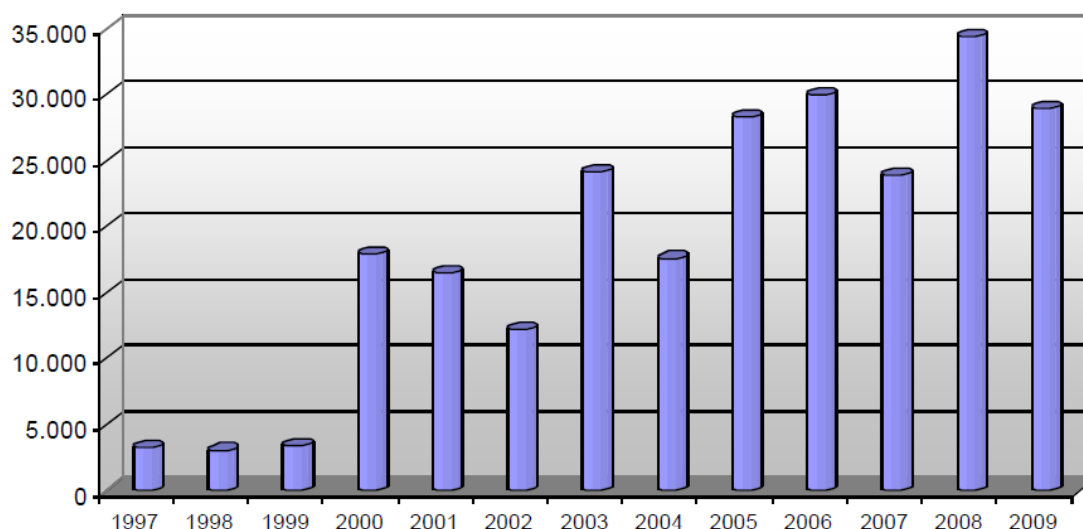


Gráfico 3 – Lucro líquido da Petrobras (R\$ milhões de 2009) – 1997-2009.  
Fonte: Felipe (2010).

Em paralelo ao crescimento do poder da Petrobras dentro da indústria do petróleo, observa-se o enfraquecimento do poder e da credibilidade da ANP. Logo que iniciou sua atuação, a agência procurou cobrir espaços de atuação que se encontravam vazios dentro da organização institucional do setor. Muitas das responsabilidades pertencentes ao Ministério de Minas e Energia (MME) ou ao CNPE passaram, na ausência da atuação dessas, a serem realizadas pela ANP. Como destaca Pinto Júnior (2007), o

que chamava atenção no contexto do período das reforma do setor do petróleo era o relativo enfraquecimento dos Ministérios Setoriais. Até mesmo por falta de um quadro de pessoal especializado, não havia condições de o MME intervir diretamente ou mudar alguma decisão da ANP. No entanto, interferências do governo Fernando Henrique e, posteriormente, do governo Lula passaram a arranhar a credibilidade da agência, além de outros fatos que também contribuíram para a redução do seu poder.

O governo Lula decide mudar o relacionamento entre o Poder Executivo e as agências reguladoras. Para esse governo era inadmissível que decisões estratégicas para o país fossem tomadas por uma ou outra agência de forma descoordenada e sem o devido controle do governo. Dessa forma, entrou em vigor a Lei nº 10.871/2004 que ficou conhecida como Lei das Agências. Com essa lei, o governo reforça sua tarefa de elaborar e realizar a política energética através do MME, dota essa instituição de quadro de profissionais especializados e garante recursos financeiros para a realização de suas atividades. Assim, o antigo vácuo que existia passa a ser preenchido e aumentam as intervenções do MME sobre a ANP, reduzindo o poder da agência. Outros fatores colaboram com o enfraquecimento da ANP, dentre eles destacam-se:

- i) perda de algumas disputas judiciais entre a ANP e a Petrobras; e
- ii) contingenciamento de recursos financeiros e de pessoal.

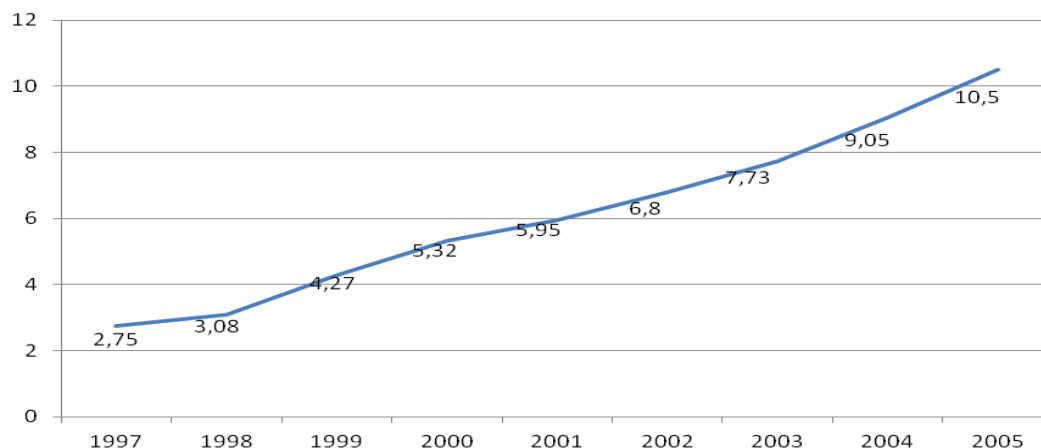


Gráfico 4 – Evolução da participação relativa do setor petrolífero no PIB brasileiro – 1997-2005.

Fonte: Elaboração própria a partir de Felipe (2010).

Apesar da insegurança da Petrobras quanto à manutenção dos seus direitos adquiridos no período pré-reforma, pode-se afirmar que as mudanças institucionais e dos marcos regulatórios se deram de forma estável, sem qualquer marca de ruptura ou de questionamentos geradores de incertezas impeditivos ao investimento (FELIPE, 2010).

Essa estabilidade no âmbito institucional traduziu-se na estabilidade estrutural do mercado. A abertura do mercado permitiu que novas empresas viessem se instalar no país, no entanto, a Petrobras ainda continua responsável pela maior parte da produção de petróleo no país. (ARAÚJO; MENDES; COSTA, 2012). A resposta da estatal ao novo ambiente competitivo e institucional a partir de 1997 foi um crescimento dos seus investimentos em E&P a um patamar mais elevado, como mostra o gráfico 5, e a elaboração do Procap 3.000 para continuar direcionando seus esforços inovativos. Como já foi destacado, a companhia compartilhou riscos se engajando em projetos de P&D compartilhados (aprendizado por cooperação), onde exercia papel ativo realizando as atividades-chave de P&D.

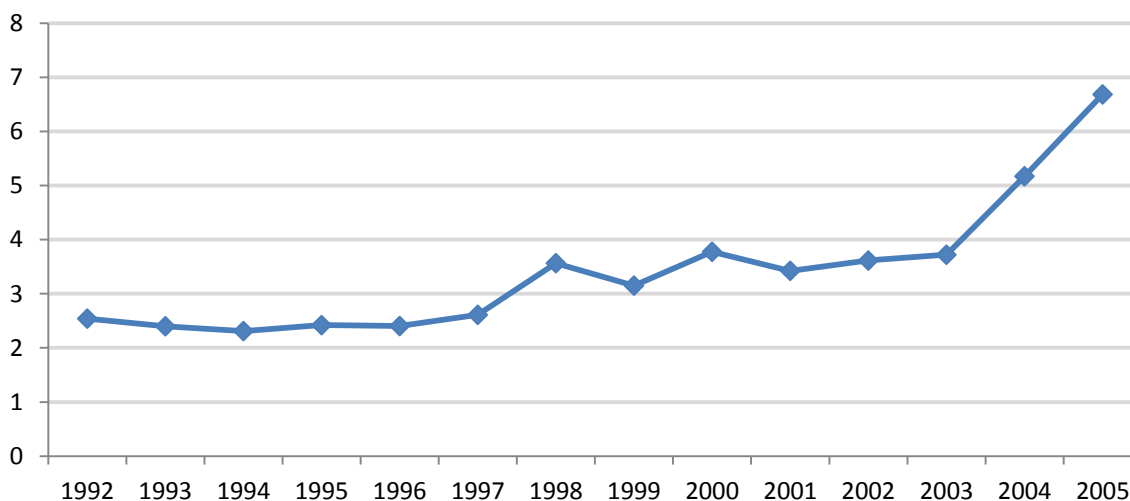


Gráfico 5 – Evolução do investimento real da Petrobras em E&P (US\$ bilhões) - 1992-2005.  
Fonte: Elaboração própria a partir de Petróleo Brasileiro S.A. (2013c).

Assim, apesar das incertezas que marcaram o período pré-reforma, prevaleceu um ambiente institucional sem profundas mudanças que permitiu a continuidade das relações da Petrobras, com meio político e empresarial, e a manutenção da sua

influência tanto na esfera pública como na esfera privada. Porém, a tensão provocada por essas incertezas foram determinantes para que a empresa não se mantivesse na zona de conforto e desse seguimento a sua estratégia inovativa como um meio para assegurar bons resultados operacionais aumentando, dessa forma, seu poder político e econômico, além de afastar ou reduzir do ambiente institucional forças contrárias aos seus interesses.

Período	1968-1973	1974-1984	1985-1991	1992-2006
<b>Comportamento inovativo da estatal</b>	Importadora e usuária de tecnologia externa	Reprodutora de tecnologia externa	Produtora de novas tecnologias para o mercado (incrementalista)	Produtora de novas tecnologias para o mercado (inovadora)
<b>Fatores Externos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preço do petróleo relativamente baixo e estável</li> <li>• Garantia da segurança energética</li> <li>• Contas externas favoráveis à execução da política energética</li> <li>• Características do óleo brasileiro</li> <li>• Continuidade dos projetos dentro da estatal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Choques do petróleo e viabilização de projetos offshore</li> <li>• O petróleo como recurso estratégico para viabilizar os planos de governo entre 1974-1984</li> <li>• Petrobras com relativa autonomia em relação à Sest</li> <li>• Existência de arranjo institucional adequado para assegurar a continuidade dos investimentos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução dos investimentos de projetos offshore no mercado internacional</li> <li>• Ameaças ao monopólio da estatal</li> <li>• Governo dá prioridade ao combate à inflação e reduz apoio à estatal</li> <li>• Oscilação do preço do petróleo no período 1985-1991 em patamar inferior ao período anterior</li> <li>• Programa Nacional de Desestatização</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lei nº 9.478/97</li> <li>• Ameaças de flexibilização do monopólio e privatização</li> <li>• Mudanças no marco regulatório sem grandes rupturas</li> <li>• Variação do preço do petróleo dentro de uma banda na década de 1990 e crescimento a partir de 2001</li> </ul>

Quadro 3 - Políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem da Petrobras.  
Fonte: Elaboração própria.

## 2.2 POLÍTICAS IMPLÍCITAS E EXPLÍCITAS QUE INFLUENCIARAM A CONFORMAÇÃO DA CADEIA DE FORNECEDORES DAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE

No capítulo 1 foi visto que o ciclo de investimento das operadoras de petróleo influencia as decisões de investimento dos seus fornecedores. Além disso, foi ressaltado que devido às assimetrias existentes entre a IP e a IPP, a formação das redes de conhecimento é determinada pela petroleira, que usa seus mecanismos de busca e seleção de fornecedores de acordo com suas necessidades. Assim, para

entender a atual conformação dos fornecedores das tecnologias de produção *offshore*, composta por uma grande maioria de empresas multinacionais, e as possíveis oportunidades para os fornecedores nacionais de inserção nas redes da Petrobras é necessário analisar de que forma a política de compras e as parcerias firmadas com vistas ao desenvolvimento tecnológico da estatal contribuíram para o desempenho dos fornecedores nacionais.

Nessa seção serão abordados as micro instituições, compostas das regras e diretrizes utilizadas pela Petrobras para desenvolver as relações com seus fornecedores, assim como a influência das macro instituições nas decisões de investimento e na estratégia inovativa dos fornecedores. As macro instituições abrangem as iniciativas de estímulo à IPP que perpassam a estrutura regulatória e organizacional dos mercados, as entidades que defendem o direito de classes específicas, o sistema financeiro e as relações de trabalho, além da participação direta e indireta do governo através de instituições de suporte, como universidades e centros de pesquisa, e de políticas públicas voltadas para o setor.

### **2.2.1 O início da produção *offshore* e a importância dos fornecedores externos (1968-1973)**

Apesar de ter começado sua produção *offshore* somente a partir de 1968, a Petrobras já possuía estreita relação com os fornecedores de bens de capital devido à sua atuação em outras atividades da indústria do petróleo, como refino e distribuição. Já em 1955, a Petrobras patrocina a criação da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base (ABDIB) que no início tinha o objetivo de difundir padrões técnicos de conformidade e qualidade entre os seus associados. Isso mostra que desde cedo a empresa percebe que para estruturar e desenvolver uma indústria financeiramente densa e tecnologicamente complexa era necessária uma estreita relação com os fornecedores locais de bens de capital (ALVEAL, 2008).

Para trocar informações sobre suas necessidades de especificações técnicas e de qualidade com seus fornecedores foi exigida da estatal a criação de uma estrutura interna para administrar essas relações e o fluxo de informações gerado. Dessa forma, foi criado um sistema de pré-qualificação de fornecedores no Serviço de Materiais (SERMAT) que, além de verificar a capacidade financeira e gerencial dos fornecedores, fornecia a orientação e a assistência técnica necessárias ao desenvolvimento da capacitação tecnológica dos fornecedores, cuja mola mestra era o controle de qualidade (SILVA; FURTADO, 2006). É preciso destacar também que a estatal, em parceria com a ABDIB e alinhada às diretrizes do governo, promoveu a capacitação dos fornecedores de equipamentos. Assim, antes mesmo das atividades de produção de petróleo *offshore* terem início, já existia um arranjo institucional formado, de um lado, pela estrutura interna da estatal, que dava suporte às relações diretas entre a Petrobras e seus fornecedores, e de outro, pelos mecanismos criados pela estatal e pela ABDIB com vistas a facilitar a interação entre a petroleira e a IPP.

No início da atividade de produção de petróleo *offshore*, entre 1968 e 1973, as atividades de E&P exigiram encomendas de equipamentos, materiais e serviços de fornecedores externos, uma vez que a Petrobras e os fornecedores nacionais não tinham know-how para realizá-las (SILVA; FURTADO, 2006). A estrutura da SERMAT foi muito utilizada para selecionar os melhores fornecedores externos e para informá-los sobre problemas no uso das tecnologias com a finalidade de permitir a realização de pequenos ajustes, adequando-as às especificações dos campos de petróleo brasileiros.

Como observado na seção 2.1, o foco da política de substituição de importação nesse período não estava voltado para os bens de capital e a conjuntura da macroeconomia brasileira e da geopolítica do petróleo desestimulavam os investimentos na exploração de petróleo *offshore*. Assim, a prática da estatal de estimular seus fornecedores nacionais das atividades de refino e distribuição através da transferência de tecnologia não foi realizada com fornecedores nacionais de E&P, até então inexistentes. No que tange às tecnologias de produção de petróleo *offshore*, os fornecedores externos largam na frente no sentido de estreitar relações com a



petroleira e estabelecer relações de confiança que passam a ser fontes de barreiras à entrada de novos fornecedores.

### **2.2.2 Os choques do petróleo e o desenvolvimento dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore* (1974-1984)**

Com os choques do petróleo na década de 1970, vários projetos de exploração de petróleo *offshore* tornaram-se viáveis. Com a restrição de divisas gerada pelos choques, a nova fase da política de substituição de importação passou a priorizar os bens de capitais e os insumos básicos como o petróleo. Esses fatores impeliram a Petrobras a buscar o desenvolvimento das tecnologias existentes de produção *offshore* e a adensar seu relacionamento com a IPP local através da compra de similares nacionais. Esse comportamento da estatal foi um forte instrumento utilizado pelo governo para levar a cabo sua política de industrialização por substituição de importação e o desenvolvimento da cadeia de fornecedores nacionais permitia que a empresa expandisse seus investimentos diante da restrição de divisas que o país enfrentava.

Não é difícil compreender que a maioria dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore* deu seus primeiros passos na indústria no período entre 1974 e 1984 possuindo pouca *expertise* e conhecimento associados a suas atividades produtivas. Dessa maneira, era natural que a Petrobras estreitasse, na maioria das vezes, relações com os fornecedores externos consolidados no mercado internacional para assimilar conhecimentos necessários à adaptação e reprodução das tecnologias existentes no mercado. Em seguida, para conduzir a política de substituição determinada pelo governo, a estatal estimulava os fornecedores nacionais através de um forte apoio técnico do Cenpes e dos Departamentos de Engenharia e de Materiais para que eles fossem capazes de reproduzir as tecnologias nas especificações desejadas pela petroleira. Em virtude dessa política, que impedia a importação de similares nacionais, a política de compras da Petrobras priorizou os fornecedores locais,

fossem eles nacionais ou externos que passaram a se instalar no país. Martins (2003) enfatiza que, por meio de sua política de compras, a Petrobras não apenas aumentou progressivamente o índice de nacionalização de equipamentos, mas pôs em prática uma eventual política de regulação do mercado de fornecedores evitando seja o monopólio seja um número excessivo de fornecedores. Sua ação não se limitou às empresas de capital nacional, mas teve papel de destaque no estabelecimento de firmas estrangeiras no mercado doméstico.

Assim, como destacado no capítulo 1, a interação principalmente com os fornecedores externos foi essencial para que a estatal acumulasse conhecimento e pudesse reproduzir as tecnologias de produção *offshore* internacionalmente difundidas, o que permitiu um grande acúmulo de informações acerca da capacitação tecnológica e reputação desses fornecedores. No entanto, observa-se que a Petrobras também monitora a capacitação tecnológica dos fornecedores nacionais através de relações em que a estatal transfere o conhecimento associado às tecnologias de produção *offshore* para esses fornecedores.

O que precisa ser destacado nesse momento é a existência de algumas peças do arcabouço institucional que geravam estímulos para o incremento da capacitação técnica e econômica dos fornecedores nacionais e permitiram a criação e desenvolvimento desses agentes durante essas duas décadas, por exemplo:

- i) política de compras ativa da Petrobras, que induzia a expansão dos investimentos dos fornecedores nacionais;
- ii) proteção à indústria nascente resultante das restrições às importações.

Assim, a conformação da cadeia de fornecedores durante esse período consistia em um grupo de fornecedores externos de alta capacitação tecnológica e de atuação internacional e outro grupo de fornecedores nacionais, que eram privilegiados pela política de compras da estatal e tinham como principal fonte de conhecimento as relações com a Petrobras que lhes oferecia suporte técnico para replicar as tecnologias de produção. Porém, um pequeno grupo de fornecedores nacionais de algumas tecnologias de produção *offshore* aproveitou esse período de protecionismo e garantia de compras da Petrobras para investir na capacitação tecnológica utilizando outras

fontes de conhecimento além daquelas provenientes das relações com a estatal<sup>5</sup>. Esses atores também foram capazes de auxiliar a Petrobras na geração de conhecimento para reproduzir as tecnologias *offshore*. No entanto, esse comportamento não foi o dominante em toda a cadeia fornecedora devido aos altos riscos associados aos projetos de produção *offshore* e ao curto tempo em que esses fornecedores atuavam em suas atividades. Não existiam também políticas públicas específicas para apoiar a capacitação tecnológica desses fornecedores contribuindo para reduzir esses riscos. Dessa forma, esse comportamento de alguns fornecedores não foi o observado de forma geral na cadeia de fornecedora em estudo e indica que os gestores dessas empresas se utilizaram de outras relações anteriormente estabelecidas com a Petrobras para reduzir os riscos envolvidos nas suas decisões de investimento e optar por outras formas de capacitação tecnológica.

### **2.2.3 Incertezas macroeconômicas, flexibilização de políticas e o enfraquecimento dos fornecedores nacionais (1985-1991)**

No período entre 1985 e 1991, no qual a Petrobras direcionou seus esforços inovativos para desenvolver tecnologias para exploração de petróleo em águas profundas, inexistentes no mercado internacional, o governo brasileiro, como visto na seção anterior, priorizou o combate à inflação e o ajuste externo reduzindo sua atuação na atividade econômica e seu suporte (através de políticas setoriais) ao capital privado nacional. Assim, esse período é caracterizado por um cenário macroeconômico cheio de incertezas marcado pelos planos de estabilização que desestimulou os investimentos da cadeia de fornecedores nacionais.

Assim como no período anterior, a Petrobras continuou dando prioridade às parcerias com os fornecedores externos para realizar os projetos de desenvolvimento tecnológico compreendidos pelo Procap 1.000. No entanto, aquele pequeno grupo de

---

<sup>5</sup> Exemplos de fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore* que buscaram outras fontes de conhecimento além daquelas resultantes das relações com a Petrobras pode ser encontrado em Dantas(1999) e Maciel (2011).

fornecedores nacionais que resolveu assumir alguns riscos e investir na capacitação tecnológica através do licenciamento de tecnologias externas dos concorrentes e da contratação de corpo técnico especializado também conseguiu se inserir nas relações da Petrobras que visavam o desenvolvimento de tecnologias. Como bem observam Silva e Furtado (2006), a Petrobras deu pouca atenção à capacitação tecnológica para inovar dos fornecedores locais, pois eles eram chamados, na maioria das vezes, por demonstrar capacitação tecnológica para replicar tecnologias desenvolvidas pela estatal ou por empresas estrangeiras. Eram raros os casos em que a Petrobras envolvia um fornecedor local no desenvolvimento de um produto ou sistema que não estivesse na “prateleira”.

Outro ponto a ser observado é que a restrição às importações e a política de compras empreendida pela estatal durante os períodos anteriores estimularam a vinda de fornecedores externos ao Brasil, que começou na década de 1970 e se intensificou na década de 1980. A proximidade física entre a petroleira e os fornecedores externos fortaleceu a relação entre esses agentes e reforçou a preferência da estatal por eles nos seus projetos de desenvolvimento tecnológico. A instalação dos fornecedores externos no país foi uma forma encontrada por esses agentes de driblar a proteção gerada pela política de substituição de importação, mas também foi determinante para o sucesso inovativo dado o caráter complexo e a importância do conhecimento tácito e da proximidade entre os agentes para o desenvolvimento desse tipo de tecnologia. Após firmarem suas bases produtivas no país, esses agentes deixaram de sofrer as restrições tarifárias e proibitivas aos seus produtos e passaram a ocupar um maior espaço no fornecimento de tecnologias maduras aumentando a concorrência nesse mercado. É preciso observar que os fornecedores nacionais, de porte econômico e técnico menor, passaram a concorrer com os grandes *players* do mercado num momento em que a conjuntura macroeconômica era desfavorável e que a Petrobras buscava otimizar custos e focar seus investimentos nos seus programas de capacitação tecnológica.

Nesse período, após cerca de dez anos de proteção da concorrência e garantia de compras da Petrobras, os fornecedores nacionais encontravam-se enfraquecidos por alguns motivos:

- i) aumento da concorrência gerada pela instalação dos fornecedores externos no país;
- ii) redução da proteção gerada pela política de substituição de importação expondo também os fornecedores nacionais à concorrência externa, uma vez que a inflação foi uma prioridade e a política de compras da Petrobras passou a priorizar sobretudo a redução de custos;
- iii) falta de preparo para concorrer com os fortes fornecedores externos, que já atuavam a mais tempo no mercado *offshore* e possuíam porte financeiro e tecnológico bem superior. Essa pressão da concorrência ocorreu tanto internamente, devido à entrada dessas empresas no país, quanto externamente, pois aqueles que não entraram aproveitaram a flexibilização da política de substituição de importação.

Aqui começam a ser reveladas algumas fragilidades do arcabouço institucional no qual estavam inseridos os fornecedores nacionais. O binômio poder de compra e proteção à indústria nascente não foi suficiente para gerar um grupo de fornecedores nacionais técnica e economicamente capaz de concorrer com os grandes agentes internacionais e de participar ativamente dos projetos de desenvolvimento tecnológico da Petrobras contribuindo para a formação e difusão do conhecimento. No período entre 1974 e 1984 essas políticas já não eram suficientes para atingir tal objetivo. No entanto, após esse período, a flexibilização dessas políticas e a conjuntura macroeconômica desfavorável expuseram a cadeia de fornecedores nacionais à concorrência de fornecedores externos de tal forma que o resultado foi o enfraquecimento desses agentes. Procura-se destacar alguns fatores que contribuíram conjuntamente para esse fato.

O primeiro deles foi uma política de compras extremamente paternalista da Petrobras. Como bem observam Silva e Furtado (2006), esse paternalismo se traduzia em aquisições no mercado doméstico a qualquer preço, a qualquer custo e em

qualquer prazo e era resultado de pressões do governo para que as estatais substituíssem suas compras. Na década de 1970, a companhia desenvolveu o programa de “Produtos Pioneiros” que se caracterizava pela encomenda a fornecedores nacionais a preços acima dos praticados por fornecedores externos. De acordo com entrevistas realizadas por esses autores com funcionários da estatal, esse programa paternalista de compras governamentais acabou por mascarar algumas fragilidades da indústria parapetrolífera local. Além disso, diante da necessidade de desenvolver tecnologias de produção para exploração de petróleo em águas profundas e do contrachoque dos preços do petróleo, os custos passaram a ser um componente mais importante na política de compras da estatal. Como os fornecedores nacionais eram técnica e economicamente menos capacitados, os fornecedores externos localizados no país e no exterior passaram a ganhar mais espaço nas compras da Petrobras.

O segundo fator está associado à ausência de uma política específica para os fornecedores de tecnologias de produção *offshore* cujo objetivo fosse o aumento da capacitação tecnológica e da competitividade desses agentes. Inexistia preocupação com a formação de profissionais qualificados para prestar serviços a esse grupo de fornecedores, linhas específicas de crédito de apoio à inovação, regimes tributários específicos e mecanismos que estimulassem relações entre esses fornecedores com o meio científico.

Por último, percebe-se uma falha na forma de atração do investimento estrangeiro direto. A instalação de fornecedores externos aqui no Brasil se deu sem nenhuma contrapartida de investimentos locais em P&D e sem nenhuma obrigatoriedade de articulação desses agentes com seus concorrentes nacionais. As filiais das multinacionais encontravam-se em posição privilegiada em relação aos fornecedores nacionais devido à sua experiência e aprendizado acumulados, que permitiam que elas reduzissem seus custos operacionais comparativamente aos seus concorrentes nacionais. A ausência de contrapartidas por parte das filiais de multinacionais contribuiu para consolidar a posição dessas empresas nos mercados em que atuavam.

A soma desses fatores resultou na ausência de estrutura e de incentivos adequados para criar um ambiente favorável ao investimento do capital nacional com vistas ao aumento contínuo da capacitação tecnológica para participar dos grandes projetos da Petrobras. Os investimentos necessários para atingir esse objetivo eram grandes e incluíam a formação de um quadro de profissionais de alta qualificação e bem remunerado e de uma estrutura física de P&D. A inexistência de linhas de crédito específicas e de um ambiente macroeconômico instável criavam barreiras a esses investimentos. A precariedade do mercado de trabalho, onde os bons profissionais eram disputados pelas empresas gerando salários sobrevalorizados, também dificultava a formação do quadro profissional. Sem essa estrutura interna, a relação com as universidades e institutos de pesquisa seria dificilmente cogitada pelos empresários e qualquer tentativa de articulação com seus concorrentes certamente não iria gerar os resultados esperados. Além disso, os altos riscos associados aos projetos em águas profundas, que eram novos para o mercado internacional, potencializavam as barreiras ao investimento do capital nacional. Assim, não restava à grande maioria dos fornecedores nacionais senão responder à política de compras paternalista da Petrobras através de uma estratégia inovativa baseada na aquisição externa de bens de capital e se apoiando nos conhecimentos transferidos pela estatal com vistas a reproduzir tecnologias maduras sem se preocupar com a competitividade. Com as mudanças nos contextos macroeconômico e geopolítico internacionais, com o governo flexibilizando a política de substituição de importação e com a Petrobras otimizando custos na sua política de compras, os fornecedores são expostos a um contexto desfavorável e começam a atravessar sérias dificuldades.

Dessa forma, o que se observa durante esse período é um aumento da participação dos fornecedores externos nas compras realizadas pela Petrobras de tecnologias de produção *offshore*. Na conformação da cadeia de fornecedores ainda permanecia um grupo majoritariamente composto de fornecedores externos habilitados a participar dos projetos de desenvolvimento tecnológico junto à Petrobras e outro grupo, agora com maior presença de fornecedores externos, mas também composto

por fornecedores nacionais, que disputam a demanda da petroleira por tecnologias maduras.

#### **2.2.4 Abertura econômica, fim da política de substituição de importação e o domínio dos fornecedores externos**

O último período analisado compreende os anos entre 1992 e 2005. Na década de 1990, o ambiente macroeconômico brasileiro é caracterizado pela abertura comercial e sobrevalorização do real. O ambiente institucional que permeava a Petrobras era marcado por pressões em favor da privatização da estatal e do fim do monopólio, que veio ocorrer em meados da década. O ambiente produtivo era caracterizado por descobertas em águas ultraprofundas e pela necessidade da estatal de desenvolver seus projetos tecnológicos de grandes investimentos, Procap 2.000 e Procap 3.000, para viabilizar essa produção. Além disso, em consonância com as transformações produtivas que ocorreram em quase todas as indústrias e acentuada pelos baixos preços do petróleo, a busca pela competitividade levou as grandes petroleiras a subcontratar e realizar aquisições de terceiros cada vez mais em blocos.

Esse conjunto de fatores fez com que a petroleira priorizasse cada vez mais a redução de custos e o aumento de sua eficiência operacional. Para isso, era preciso obter de seus fornecedores, independente de ser externos ou nacionais e de estar localizados dentro ou fora do país, tecnologias com preço, prazo e qualidade estabelecidos pela estatal. Assim, a Petrobras passou a externalizar as funções que costumava assumir nos grandes projetos de investimento. Segundo Furtado et al (2003), a Petrobras buscou externalizar parte importante dos custos de transação que tinha que assumir nos projetos de produção.

A política de compras da Petrobras sofreu uma profunda modificação. A companhia passou a se relacionar com contratantes principais – os *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) – que centralizavam as atividades e subcontratavam outras firmas fornecedoras de equipamentos e serviços entregando os



projetos prontos. Esses projetos são conhecidos como *turn-key*. Os epcistas ficaram responsáveis pela realização do conjunto do projeto executando suas diferentes partes de forma coordenada e integrando-as eficazmente. Destaca-se que as funções de negociar preços e de controlar a qualidade dos diferentes equipamentos que integram o projeto ficam também a cargo da contratante principal (MARTINS, 2003).

Em paralelo a essa mudança da forma de contratação da Petrobras, ocorre o abandono formal da política de substituição de importação e o governo Collor lança uma política industrial visando estimular a concorrência e a competitividade das empresas nacionais. Como destacam Cano e Silva (2010), a Política Industrial e de Comércio Exterior (PICE) do governo Collor foi uma política industrial às avessas que promoveu uma acentuada e rápida exposição da indústria à competição internacional, com redução progressiva dos níveis de proteção tarifária e eliminação dos instrumentos não tarifários de proteção e dos subsídios. A opção pela redução do papel dos instrumentos de alcance setorialmente diferenciados (verticais) em favor dos instrumentos horizontais apoiava-se em um pressuposto central: as empresas eficientes sobreviveriam e se integrariam aos mercados globais. As novas diretrizes da política industrial associadas com a recessão decorrente dos planos de estabilização impuseram às empresas severos ajustes com efeitos perversos sobre o nível de produção, emprego e renda, além da desnacionalização de setores industriais e da falência de muitas delas. Como observa Ruas (2012), esse foi um período em que houve muitas fusões e aquisições no mercado fornecedor das tecnologias de produção *offshore* no qual as empresas nacionais se encontravam com sérias dificuldades. Além disso, como destacam Furtado et al (2003), grandes firmas internacionais líderes em seus segmentos tornaram-se gradativamente empresas multiprodutos. Elas gradualmente incorporaram atividades e mercados conexos aos nichos originais (através de fusões e aquisições) e, desde a década de 1980, ofereciam soluções integradas às operadoras *offshore*.

Assim, os fornecedores nacionais que ainda se engajavam nos projetos de desenvolvimento tecnológico da Petrobras praticamente desapareceram, bem como aqueles que atuavam somente no fornecimento de bens de capital. O domínio das

grandes empresas internacionais gerou impactos nos custos da Petrobras, pois reduziu a margem de negociação da estatal para redução dos preços dos principais equipamentos. O Decreto nº 2.745/98 permitiu que a Petrobras realizasse licitações internacionais em vários segmentos do mercado e esse mecanismo foi utilizado pela estatal como ferramenta no processo de negociação. Furtado et al (2003). Aqui fica evidente que o atrofamento da cadeia de fornecedores nacionais gera gargalos ao desenvolvimento da indústria.

Observa-se que a PICE, além de aumentar a exposição dos fornecedores nacionais à concorrência externa, fato que vinha ocorrendo desde a década de 1980, contribuiu para aumentar a competitividade dos fornecedores externos. Os que já se encontravam instalados no país se beneficiaram do processo de abertura através da importação de insumos com menor custo, seja porque foram retiradas as tarifas alfandegárias ou porque foi permitido importar o similar nacional com custo inferior. Aqueles que ainda estavam fora do país viram reduzidas as barreiras que dificultavam suas exportações.

Conclui-se que a Petrobras passou a demandar mais dos fornecedores locais (no que tange a preço, prazo e qualidade) através da sua relação com os epcistas em um momento em que os fornecedores nacionais encontravam-se enfraquecidos. Furtado et al (2003) mostram que à medida que as atividades produtivas e inovativas são transferidas para os fornecedores, a operadora passou a exigir mais dos subcontratados. Ela exigia que eles assumissem responsabilidades ao longo de todo o processo, abrangendo a aplicação dos equipamentos, os testes e o desempenho da produção final, chegando mesmo a lhes transferir a responsabilidade pelo desenho de bens e materiais críticos. Esse fato também veio colaborar para o domínio dos fornecedores externos no mercado local na década de 1990 e para o desaparecimento, praticamente, dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore*.

A Lei nº 9.478/97 que regulamentou a quebra do monopólio do petróleo também estabeleceu que 25% dos royalties pagos pela produção de petróleo no país seriam destinados ao CTPetro, um fundo de financiamento às atividades de pesquisa e desenvolvimento da indústria do petróleo. Como a Petrobras antes da quebra do

monopólio sempre exerceu múltiplos papéis dentro do sistema de inovação do petróleo *offshore*, tendo expressiva atuação no fomento da atividade de pesquisa e no desenvolvimento tecnológico dos fornecedores nacionais, o novo arranjo institucional se preocupou com o comprometimento das atividades relacionadas à ciência e tecnologia devido a uma maior exposição da estatal à concorrência. Nesse sentido, o CTPetro se configurou como um dispositivo institucional que procurou preencher essa possível lacuna dentro do sistema de inovação.

O CTPetro é administrado de acordo com as diretrizes do Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do setor do petróleo e gás que são estabelecidas pelo Comitê de Coordenação presidido pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), mas onde a ANP tem grande poder diretivo. Os membros do Comitê de Coordenação do fundo são designados pelo MCT de comum acordo com o MME e com a ANP. Os integrantes desse Comitê são: um representante do MCT, que o preside, um representante da ANP, um do MME, um da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), um do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), dois membros do meio empresarial (a Petrobras sempre ocupa uma dessas vagas) e dois do meio científico. A parte operacional de execução do fundo é realizada pela Finep e pelo CNPq. Uma pequena parte dos recursos, cerca de 5%, é administrada pelo CNPq para formação de recursos humanos através de bolsas auxílio. O restante dos recursos é destinado ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) que é gerido pela Finep e utilizado para financiar: projetos cooperativos entre universidades e empresas, redes de pesquisa, incubadoras de universidades e centros tecnológicos.

Um ponto forte da estrutura organizacional formada para administrar o CTPetro consiste na reunião das partes interessadas para definição das prioridades científicas e tecnológicas do setor. Essa estrutura é importante para que a administração do fundo não se volte prioritariamente aos interesses da comunidade científica relegando as demandas econômicas e sociais. No entanto, observa-se que existe uma grande restrição na legislação brasileira que impede que o fundo seja administrado nesse sentido. A Instrução Normativa nº 001/97 do Tesouro Nacional estabeleceu que é vedado destinar recurso público, como contribuições, auxílios ou subvenções, às

instituições privadas sem fins lucrativos. Dessa forma, esse dispositivo legal criou barreiras ao desenvolvimento de P&D dentro das empresas, incentivando a realização dessa atividade além das fronteiras da empresa.

Furtado (2002) analisou a evolução dos editais da Finep e verificou que esses sofreram modificações resultantes do aprendizado acumulado pela organização no exercício da função que antes era exercida pela Petrobras. O fundo deveria ser destinado a estimular a cooperação entre universidades e empresas, em especial a cadeia de fornecedores, mas existia um dispositivo legal que proibia o repasse de recursos diretamente para as empresas. Devido a essa contradição, era natural que os editais da Finep apresentassem algumas distorções.

Ao analisar os resultados do primeiro edital, em 2000, percebe-se certa inefetividade dos mecanismos de financiamento: devido à reduzida demanda, os recursos provisionados aos projetos cooperativos não foram totalmente utilizados; a maioria dos projetos cooperativos não era firmada entre universidades (ou institutos de pesquisa) e empresas; dentre os projetos cooperativos realizados entre empresas e universidades, a maioria – 80% dos projetos e 72% dos recursos – contou com a participação da Petrobras e somente uma minoria com a dos fornecedores; não eram as empresas que submetiam os projetos aos editais da Finep; não houve definição específica de temas nas 13 áreas prioritárias incentivando projetos cuja vinculação com o petróleo era tênue e indireta, pois 18% dos recursos do edital foram direcionados à temática de meio ambiente e somente 10%, à área de águas profundas. O segundo edital, em 2001, tentou corrigir algumas deficiências do primeiro: as empresas poderiam submeter diretamente os projetos à concorrência da Finep, no entanto, aumentou-se o valor da contrapartida financeira que elas teriam que dar; houve maior especificação dos temas pertinentes a cada área prioritária. O aumento da contrapartida por parte das empresas resultou na concentração de projetos coordenados por grandes empresas como a Petrobras, apenas uma minoria desses projetos da estatal foi realizada em parceria com outras empresas, e a participação dos fornecedores de tecnologias *offshore* foi quase nula (FURTADO, 2002).

Em linhas gerais, o CTPetro foi um mecanismo que tentou preencher uma lacuna deixada pela Petrobras diante do novo arcabouço institucional da indústria do petróleo, no entanto, a análise das linhas de financiamento do fundo mostra que ele não obteve sucesso em fomentar a integração entre a cadeia de fornecedores e a universidade. Em relação aos fornecedores de tecnologias de produção *offshore* especificamente, o acesso das empresas ao fundo foi extremamente tímido. Além disso, por não diferenciar fornecedores nacionais e externos e por exigir elevadas contrapartidas financeiras, esse mecanismo dificulta o acesso dos fornecedores nacionais objeto desse estudo às linhas de financiamento.

Outro fator que contribuiu para o domínio dos fornecedores externos no mercado local das tecnologias de produção *offshore* foi a criação de um regime aduaneiro especial em 1999. O regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro) foi instituído pelo Decreto nº 3.161/1999. O Repetro utiliza três tratamentos tributários distintos: exportação ficta, admissão temporária e *drawback*. A exportação ficta considera, para fins tributários, que um determinado bem fabricado no país e que não seja exportado de fato, isto é, permanecendo fisicamente no país, tem o mesmo tratamento tributário que se houvesse a exportação desse bem. A admissão temporária permite a suspensão de tributos na importação de um bem que permanecerá “temporariamente” no país pelo prazo de duração do contrato de concessão. Por fim, o *drawback* permite a importação de insumos sem o recolhimento de determinados impostos para a produção de bens a serem exportados.

Como observam Araújo, Mendes e Costa (2012), o Repetro causou efeitos diversos ao longo da cadeia do petróleo e gás. As operadoras foram beneficiadas de forma direta deixando de recolher impostos por meio do instrumento de admissão temporária. Os fornecedores do primeiro elo da cadeia se beneficiaram do regime tributário especial utilizando o instrumento de exportação ficta combinado ao *drawback*. Empresas em elos mais distantes da cadeia, por não terem acesso aos instrumentos do Repetro, incorreram em maiores custos. Silva e Furtado (2006) destacam que o regime tributário desfavoreceu os fornecedores nacionais, pois o instrumento de exportação

ficta desonerava os impostos federais, mas não os estaduais. Assim, essa política não concedeu tratamento diferenciado aos fornecedores nacionais, ao contrário, só contribuiu para aprofundar a diferença entre eles e os fornecedores externos aumentando a competitividade desses últimos e contribuindo para elevar as barreiras à entrada dos fornecedores nacionais na grande maioria dos mercados de tecnologias de produção *offshore* que eram dominados na década de 1990 pelas filiais de empresas multinacionais.

No final da década de 1990, após enfrentar problemas no que diz respeito à qualidade e ao tempo de entrega de seus fornecedores, a Petrobras muda sua postura em relação aos epcistas, o que interferiu em sua estratégia de compras. Na forma de contratação anterior, ao firmar contratos com os epcistas, a petroleira exigia que os fornecedores adotassem o padrão ISO. No entanto, o padrão de certificação não atendia aos requisitos de qualidade da estatal. De forma geral, houve redução da qualidade e a estatal perdeu o controle sobre o desempenho de determinados materiais e equipamentos resultando na utilização de equipamentos inadequados, em falhas operacionais, em paradas não programadas e no aumento do custo para manter o suporte tecnológico ao produto. Assim, se por um lado a política de compras paternalista gerava altos custos para a Petrobras, que tinha que arcar com os custos de gestão dos fornecedores e da qualidade e com os sobrecustos da produção local, por outro lado os contratos realizados com os epcistas geravam queda de preços, porém, perdas de qualidade (FURTADO et al, 2003).

Em decorrência dos problemas com a qualidade e dos atrasos e dificuldades observados na entrega dos projetos *turn-key*, a Petrobras procurou readquirir um maior controle sobre a parte de engenharia. Nesse novo modelo, o Departamento de Engenharia da Petrobras acompanhou o detalhamento dos projetos e seu comissionamento, que consiste em colocar os equipamentos em condição de funcionar. Ficou responsável também pelos testes dos instrumentos, acionamento das bombas, integração dos grandes equipamentos e teste conjunto do sistema. A nova modalidade de compras abandonou os projetos *turn-key*, cedendo lugar à compra de módulos para posterior integração pela estatal. Dessa maneira, a Petrobras buscou desagregar seus

investimentos com o propósito de aumentar o conteúdo nacional e diminuir o custo dos projetos através de intensa barganha com os fornecedores. O problema da qualidade passou a ser enfrentado diretamente com os fornecedores locais, abandonando-se as normas ISO e submetendo-os a um sistema próprio de controle de qualidade Petrobras (SILVA; FURTADO, 2006).

Essa mudança representa uma reaproximação da Petrobras dos seus fornecedores de tecnologias de produção *offshore*, no entanto, a exigência de conteúdo nacional deve ser vista com cautela, principalmente em relação aos fornecedores objeto desse estudo. A exigência de conteúdo nacional da estatal se baseou no local onde o bem é produzido, ou seja, no Brasil, e não na nacionalidade do capital que domina o conhecimento da produção do bem. Assim, apesar dessa reaproximação com os fornecedores e da preocupação com o aumento do conteúdo local, a Petrobras não concedeu tratamento diferenciado aos fornecedores nacional e externo, importando-se apenas se o bem era produzido no país gerando emprego e renda internamente. Isso, como vem sendo destacado, só contribuiu para o fortalecimento dos fornecedores externos que passaram a dominar o mercado local.

Para o mercado de tecnologias de produção *offshore*, além de ser crucial diferenciar o capital nacional do estrangeiro, era preciso ser cuidadoso na definição dos critérios devido, como foi visto, à quase inexistência de fornecedores nacionais. Nesse sentido, era difícil para a Petrobras definir que determinado percentual das tecnologias de produção *offshore* fosse suprido por fornecedores nacionais, o que poderia inviabilizar os planos de expansão da estatal, dado à praticamente inexistência desses fornecedores. Isso levou a estatal a adotar uma política de compras sem considerar as especificidades tecnológicas dos diversos elos da cadeia fornecedora. Dessa maneira, critérios progressivos de exigência de conteúdo local associados a políticas públicas específicas de apoio tecnológico aos fornecedores nacionais seria uma estratégia mais assertiva não só para os fornecedores de tecnologias de produção *offshore*, mas também para aqueles que atuam em outros mercados e atravessavam restrições no que diz respeito à escala, preço, logística e tecnologia.

A preocupação com o conteúdo nacional também passou a ser priorizada pelo governo com a quebra do monopólio. As Rodadas de Licitação que vêm sendo realizadas pela ANP desde 1999 têm contemplado a Política de Conteúdo Local com vistas a privilegiar o investimento produtivo realizado no país. Porém, essa política mostrou-se bastante frágil até 2005, pois possuía caráter declaratório e não contemplava mecanismos de apuração das declarações prestadas pelas petroleiras. A adoção do processo licitatório para a concessão de blocos exploratórios associada à Política de Conteúdo Local vem compor o arcabouço regulatório das atividades do *upstream*. Esse arcabouço é relevante para a atração de atividades ainda não realizadas no país, assim como para o estímulo de investimentos voltados ao aumento da capacidade produtiva em diversos segmentos da cadeia fornecedora. No entanto, mostra-se frágil para gerar incentivos à inserção de fornecedores nacionais nos segmentos que são dominados por filiais de multinacionais, pois se limita à verificação de requisitos mínimos de conteúdo local nas aquisições das operadoras e não exige requisitos mínimos de investimentos em P&D por parte dos fornecedores externos.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) foi instituído no ano de 2003 com o objetivo de aumentar a participação das empresas nacionais, em bases competitivas e sustentáveis, no fornecimento de bens e serviços para o setor de petróleo e gás natural no Brasil. O Prominp dispõe de uma série de iniciativas com foco na geração de emprego e no fortalecimento da cadeia produtiva nacional de petróleo e gás.

O programa nasceu dentro dos Departamentos de engenharia e de E&P da Petrobras. Diante da necessidade de ter suas demandas atendidas adequadamente em termos de preço, prazo e qualidade e da importância que o governo Lula passou a dar ao conteúdo local, a estatal se empenhou em identificar gargalos na cadeia de fornecedores locais e possíveis ações para capacitá-los de modo a aumentar a participação desses atores nos seus projetos de investimento. Ao apresentar o projeto à Diretoria da empresa, os diretores logo perceberam nele características de um programa de governo e o apresentaram ao MME que o colocou em funcionamento e passou a coordená-lo (SILVA; FURTADO, 2006).



Além da Petrobras e do MME, participam também do Prominp o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP), a Federação das Indústrias, o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE) e algumas associações de classe como a Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAQ) e a ABDIB.

O Prominp buscou criar um horizonte de oportunidades para o parque supridor local a partir dos investimentos projetados da Petrobras. Um ponto interessante é que ao incorporar as entidades da classe empresarial na estrutura de governança do programa, o governo e a Petrobras ficaram mais próximos da indústria para-petroleira local tornando possível que tal indústria expusesse suas fragilidades e demandas.

O programa abrange três grandes temas estratégicos: capacitação, instrumentos de política industrial e desempenho empresarial. Para propor política e realizar ações dentro desses três temas são desenvolvidos três tipos de projetos:

- i) projetos de diagnóstico: fazem projeções das demandas da Petrobras e verificam a capacidade de oferta dos fornecedores para identificar eventuais gargalos referentes à capacidade produtiva, à qualificação profissional, à necessidade de financiamento, etc;
- ii) projetos de análise: analisam possíveis medidas no campo da regulação, política tributária, financiamento e fomento às micro e pequenas empresas que possam favorecer a atuação dos fornecedores; e
- iii) projetos que visam eliminar gargalos já conhecidos da indústria do petróleo.

Apesar dos esforços para aumentar a competitividade dos fornecedores nacionais, esse programa não se apresenta como uma iniciativa que irá ajudar no estímulo à entrada dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore* nos mercados que são dominados por empresas filiais de multinacionais. Mas por outro lado, ele estimula a entrada desse grupo de fornecedores nos mercados que são dominados pelas importações, apesar de essa não ser uma característica dos mercados das tecnologias em estudo. Como bem observam Silva e Furtado (2006), a maior parte dos projetos do Prominp visa dar condições para que se passe a produzir no Brasil bens e

serviços que existem em outras partes do mundo. Dessa forma, ao estimular a competitividade dos fornecedores nacionais do segundo elo da cadeia em diante, o programa acaba por ajudar na redução dos custos dos fornecedores externos das tecnologias de produção *offshore* aumentando conseqüentemente sua competitividade e criando maiores barreiras à entrada dos fornecedores nacionais.

No período entre 1985 e 1991 observa-se um enfraquecimento dos fornecedores nacionais de tecnologias de produção *offshore*. Logo em seguida, com a exposição à concorrência externa e a mudança da política de compras da Petrobras, os fornecedores externos passam a dominar o mercado nacional dessas tecnologias. Ao analisar o arcabouço institucional que se destinou a estimular a cadeia de fornecedores nacionais como um todo – Repetro, CTPetro, Política de Conteúdo Nacional e Prominp – e a mudança na política de compras da Petrobras que permitiu reaproximação dos seus fornecedores, conclui-se que esse arranjo institucional não considerou as especificidades tecnológicas e a estrutura organizacional dos mercados fornecedores de cada elo da cadeia produtiva. Por se configurarem como políticas horizontais para a cadeia fornecedora, no que se refere especificamente ao grupo de fornecedores em estudo, esses mecanismos institucionais muitas vezes contribuíram para fortalecer os fornecedores externos e consolidar sua posição de liderança nos mercados locais aumentando as barreiras à entrada para os fornecedores nacionais.

O predomínio das empresas multinacionais em mercados de alta complexidade tecnológica aprisiona a indústria do petróleo e o país a uma lógica na qual essas empresas se utilizam dos recursos e capacitações locais para gerar conhecimentos que são apropriados por elas e que lhes conferem ganhos de competitividade no mercado internacional. Sem considerar os impactos negativos nas contas externas decorrentes das remessas de lucros, essa lógica também impede que o país se aproprie das externalidades geradas pelo conhecimento, pois as atividades estratégicas de pesquisa e desenvolvimento continuam ocorrendo nos países sede, comprometendo o transbordamento do conhecimento para outras indústrias no Brasil. Compreender esses aspectos é essencial para que políticas sejam elaboradas e para que os fornecedores nacionais não percam as oportunidades advindas das descobertas do pré-sal.

Período	1968-1973	1974-1984	1985-1991	1992-2006
<b>Fatores Externos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de substituição de importações não estava voltada para bens de capital</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petrobras atua como elo de transferência entre fornecedores nacionais e externos</li> <li>• Política de substituição de importações e o similar nacional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incertezas macroeconômicas</li> <li>• Flexibilização do poder de compra da Petrobras e da política de substituição de importações</li> <li>• Entrada de fornecedores externos no país</li> <li>• Ausência de políticas específicas para capacitação tecnológica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abertura econômica e a PICE</li> <li>• CTPetro</li> <li>• Nova política de compras: epcistas e maior controle da qualidade</li> <li>• Política de Conteúdo Local</li> <li>• Política de compras através de epcistas</li> <li>• Prominp</li> <li>• Repetro</li> </ul>

Quadro 4 – Políticas implícitas e explícitas que influenciaram o processo de aprendizagem dos fornecedores nacionais.

Fonte: Elaboração própria.

A figura 3 representa o sistema de inovação do petróleo *offshore* considerando não apenas os atores envolvidos diretamente no processo inovativo, mas todas as políticas e instituições que interferem no processo de aprendizagem das firmas.

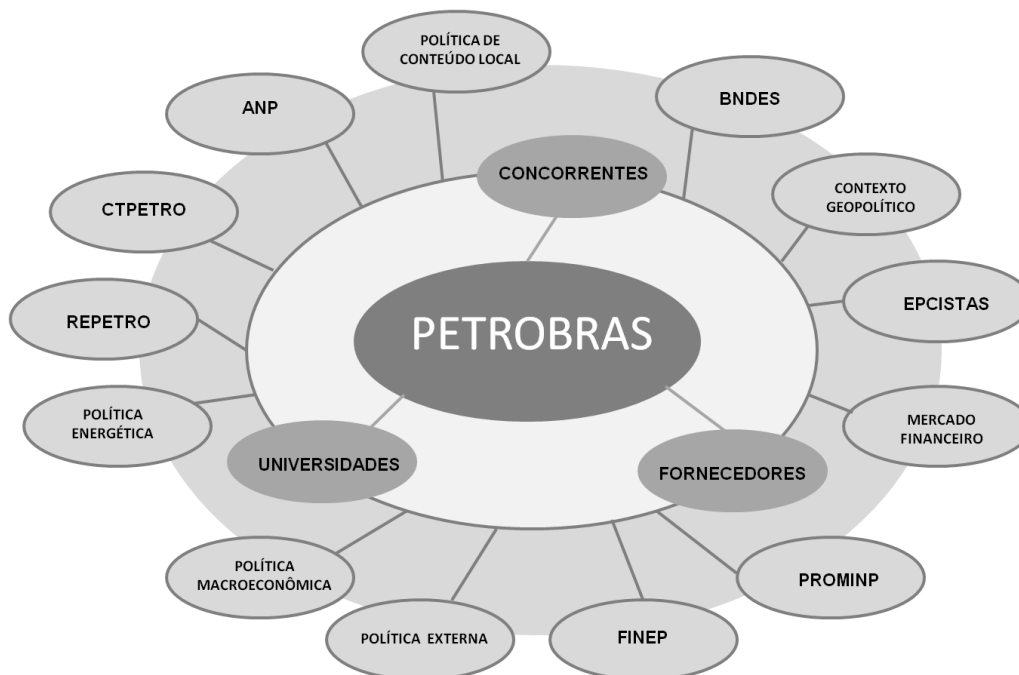


Figura 3 – Sistema de inovação do petróleo *offshore* no Brasil.

Fonte: Elaboração própria.

### **3 O PRÉ-SAL E AS OPORTUNIDADES PARA O DESENVOLVIMENTO DA CADEIA DE FORNECEDORES NACIONAIS DE HIDROCICLONES**

#### **3.1 AS OPORTUNIDADES GERADAS PELO PRÉ-SAL**

A descoberta de grandes jazidas de hidrocarbonetos nas camadas do pré-sal da costa brasileira em 2006 criou um horizonte de oportunidades para a indústria nacional de petróleo e gás que, se devidamente aproveitadas, gerarão externalidades positivas capazes de impulsionar um vigoroso desenvolvimento econômico do país.

Do ponto de vista geopolítico, o Brasil, através principalmente da Petrobras, vislumbra a possibilidade de se tornar o maior produtor de óleo e gás fora da OPEP. No entanto, atingir essa posição de destaque requer a superação de desafios tecnológicos afetos às características singulares das novas reservas. Com o principal objetivo de viabilizar a exploração do pré-sal, a Petrobras iniciou um ambicioso plano de investimentos totalizando US\$ 236,5 bilhões no período 2012-2016, o maior do mundo e para o qual foram realizadas captações no mercado financeiro.

Diante do gigantesco volume de investimentos e ciente dos desafios a serem superados, a empresa, além de mobilizar sua rede de conhecimentos para promover o desenvolvimento das tecnologias necessárias à exploração do pré-sal, tem dado atenção especial à otimização dos custos dos projetos de E&P para evitar novas captações no mercado financeiro e eventuais desinvestimentos no exterior.

O Plano de Negócios da Petrobras para o período 2012-2016 tem como fundamentos a disciplina de capital dos projetos de E&P (consecução de indicadores financeiros sólidos) e a gestão focada no atendimento das metas físicas e financeiras desses projetos. Três são os programas de ação traçados pela empresa para dar suporte ao seu plano de investimentos: Programa de Otimização dos Custos Operacionais (PROCOP); Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos (PROEF); e Programa de Gestão do Conteúdo Local. Ressalta-se que todos colocam a otimização de custos como questão central para viabilizar a realização dos projetos previstos com o nível de recursos estimado.

Do ponto de vista da cadeia de fornecedores da IP, o volume de investimentos anunciado pela estatal tem orientado o planejamento produtivo, financeiro e tecnológico dessa cadeia, seus planos de expansão e de investimentos. Assim, a IPP deve estar preparada para atender às demandas das petroleiras na qualidade, nos prazos exigidos e a preços competitivos internacionalmente.

As oportunidades geradas atualmente pelo pré-sal para a cadeia de fornecedores, se devidamente aproveitadas, podem gerar benefícios que vão além dessas firmas. As tecnologias de produção *offshore* são intensivas em conhecimentos que podem ser úteis a outros ramos da indústria. Possuir fornecedores nacionais para essas tecnologias é ter oportunidades de expansão para a base de conhecimento da indústria brasileira. Além disso, firmas competitivas nessas tecnologias podem se inserir no mercado internacional onde o incremento contínuo da capacidade inovativa é determinante não só para sua inserção, mas para sua manutenção no mercado.

O presente capítulo busca identificar as oportunidades existentes para os fornecedores nacionais e aquelas que ainda podem surgir com o pré-sal. A escolha de uma tecnologia de produção considerada estratégica para viabilizar a produção de petróleo foi realizada com base nas informações contidas no programa Inova Petro. Esse programa é uma iniciativa conjunta da Finep e do BNDES, com o apoio técnico da Petrobras, para fomento a projetos inovativos visando o desenvolvimento de fornecedores para a cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural.

Uma das atividades desenvolvidas pela Petrobras nesse programa é a definição das principais áreas que apresentam desafios tecnológicos e que têm um maior potencial de desenvolvimento nacional. Dentre as tecnologias de produção *offshore* presentes no primeiro edital do Inova Petro, foi selecionado o hidrociclone que é um equipamento utilizado nas plataformas para separar água e óleo.

A seleção das empresas entrevistadas seguiu dois critérios:

- i) entrevistar as empresas envolvidas no programa Inova Petro que estão desenvolvendo projetos inovativos sobre hidrociclones;
- ii) entrevistar fornecedores nacionais de hidrociclones que não estão inseridos nesse programa e que fornecem atualmente um tipo de hidrociclone para a

Petrobras que não será aquele utilizado no pré-sal. Essas empresas foram indicadas pelos profissionais do Cenpes que foram entrevistados.

Optou-se por uma metodologia empírica de estudo de caso, pois, como destaca Yin (2003), esse método é utilizado quando se deseja entender um fenômeno social complexo onde as questões “como” e “por que” são levantadas pelo pesquisador, ele possui pouco controle dos eventos ou dos comportamentos dos agentes em estudo e o foco da análise é um fenômeno contemporâneo da vida real.

Para realizar o trabalho, além de analisar publicações técnicas, dissertações e teses sobre os hidrociclones, foram realizadas entrevistas com três empresas fornecedoras, três profissionais do Cenpes e um professor da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) que realiza pesquisas relacionadas aos hidrociclones.

### 3.2 A IMPORTÂNCIA DOS HIDROCICLONES NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Os fluidos de diferentes poços que chegam até a superfície das plataformas *offshore* são compostos por uma mistura de óleo, gás, água e outras impurezas, como sais contidos na fase aquosa. No reservatório marinho, as diferentes fases (água, óleo e gás) encontram-se separadas, no entanto, em função da forte agitação imposta ao longo do processo de elevação, elas se misturam. Dessa forma, surge a necessidade de dotar as plataformas de produção de instalações destinadas a efetuar o processamento primário dos fluidos, ou seja, a separação de gás, óleo e água.

O petróleo e o gás apresentam relevante interesse econômico para a indústria, sendo a água um dos contaminantes mais indesejados no processo de produção devido principalmente a dois motivos. O primeiro deles está associado ao fato de que caso a água não seja removida nas plataformas de produção, ela onerará o custo do transporte, uma vez que será transportado um bem que não tem valor no processo produtivo de refino. E o segundo motivo decorre das propriedades químicas da água proveniente dos reservatórios, pois, por apresentar elevado teor de sal em sua

composição, causa uma série de problemas (incrustação, por exemplo) no sistema de transporte e na operação dos processos nas refinarias.

Assim, as instalações de processamento primário devem retirar o máximo possível da água presente no fluido que chega à superfície para evitar problemas nas instalações e para não onerar o custo de transporte e, ao mesmo tempo, devem tratar essa água para que ela fique dentro das especificações exigidas para descarte no mar ou reinjeção no reservatório, não existindo outra destinação para essa água.

Além disso, como observa Silveira (2006), a produção de um poço de petróleo se modifica continuamente com o passar do tempo. Numa fase inicial, o produto extraído apresenta uma reduzida quantidade de água misturada ao petróleo. Porém, na medida em que esse poço envelhece, a quantidade de água misturada ao fluido é crescente. Estima-se que, na média, após uma operação continuada de aproximadamente quatro anos, 50% do produto extraído é composto por água, chegando até 90% em poços mais antigos.

Aqui fica clara a importância do tratamento da água na produção de petróleo. À medida que o petróleo vai sendo produzido, aumenta a quantidade de água que emerge dos reservatórios e que deve ser tratada adequadamente de forma a permitir seu descarte ou sua reinjeção. Dessa forma, as plataformas de produção *offshore* exigem tecnologias de tratamento de águas oleosas cada vez mais eficientes, pois o adequado tratamento permite, ao invés de restringir, a expansão da produção de petróleo.

Vale observar que o tratamento da água para descarte ou para reinjeção deve ocorrer de tal forma que respeite os limites estabelecidos por lei, no primeiro caso, e por restrições técnicas, no segundo. A Resolução nº 393/2007 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelece que a água para descarte no mar deve ter uma concentração média mensal de óleo e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L. Caso referida exigência não seja satisfeita, a petroleira é submetida à sanções podendo até mesmo ter suas atividades de produção interrompidas. Segundo Curbelo (2002), o Cenpes juntamente com a área de E&P da Petrobras desenvolveram um “Manual de Injeção” que contém uma série de recomendações técnicas que devem

ser introduzidas nos projetos de injeção visando minimizar as influências deletérias dessa água que pode causar riscos de falhas por corrosão química ou microbiológica. O limite de óleos e graxas que pode conter a água que será reinjetada no poço com a finalidade de aumentar a recuperação de óleo dependerá principalmente da porosidade do reservatório, pois dependendo da quantidade de óleo contido na água esse fluido pode entupir o reservatório.

Historicamente, o desenvolvimento tecnológico do processamento primário *offshore* se caracterizou pela otimização de peso e espaço em suas unidades de produção. Essas restrições nortearam as pesquisas da Petrobras no desenvolvimento de equipamentos mais eficientes e compactos, a exemplo dos hidrociclones (NUNES, 2007).

A otimização de peso e de espaço se torna uma variável ainda mais importante para a escolha das tecnologias quando se trata das unidades de produção para o pré-sal. As grandes jazidas do pré-sal encontram-se a mais de 100 quilômetros da costa, o que implica em alguns condicionantes ao armazenamento e ao transporte do óleo produzido. Devido à distância, as unidades de produção devem ser projetadas para acumular o máximo de óleo possível para posteriormente ser transportado. Dessa forma, o espaço ocupado pelas plantas de processamento primário deve ser o mais enxuto possível. O peso dos equipamentos também é uma variável que afeta a estabilidade da plataforma em alto mar sendo priorizada a engenharia de equipamentos mais leves.

A seguir, será realizada uma breve descrição de como ocorre o processamento primário na produção de petróleo destacando a separação das fases de gás, óleo e água e o tratamento dessa última fase para injeção nos reservatórios ou para descarte. O processo de tratamento inicia-se, em geral, num separador trifásico, que separa as fases líquidas (água e óleo) e gasosa, além de absorver as flutuações na carga oriundas dos reservatórios, denominadas golfadas. Vale destacar que quanto mais velho é o campo e quanto maior é a lâmina d'água, maiores serão as probabilidades de golfadas.



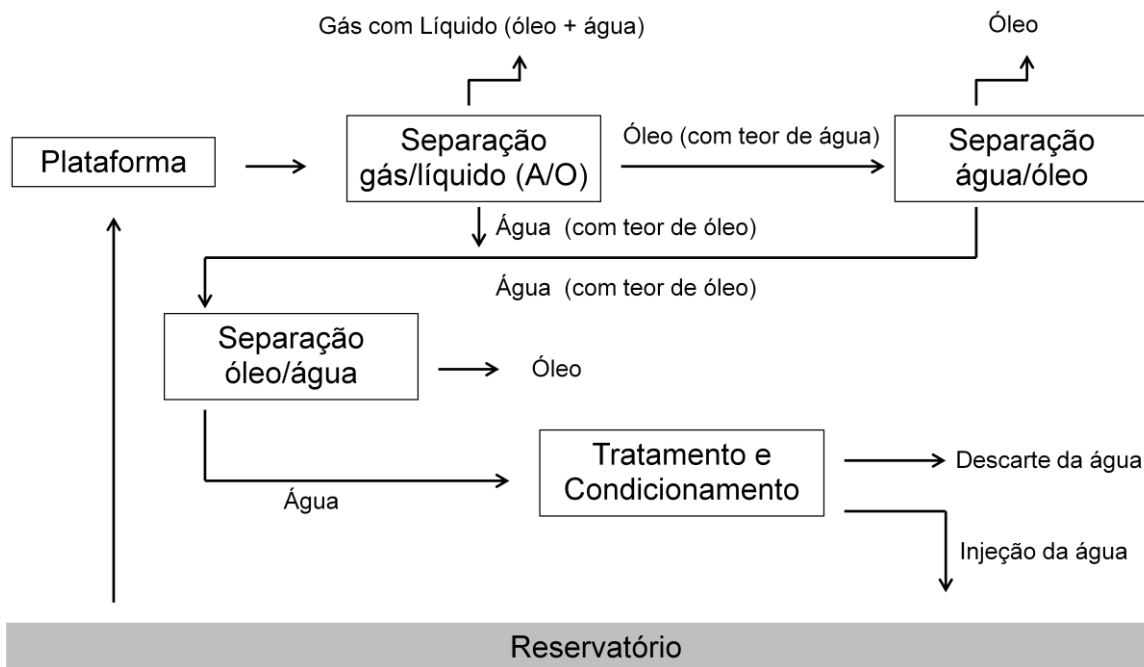


Figura 4 – Processamento primário de petróleo nas unidades de produção *offshore* – esquema simplificado.

Fonte: Elaboração própria a partir de Silveira (2006).

Após essa primeira etapa de separação, de acordo com Silveira (2006), três correntes efluentes seguem para destinos diferentes:

- i) a fase gasosa com fase líquida (óleo + água) carreada é encaminhada para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) após passar por torres de absorção e/ou adsorção para retirada da fase líquida (desidratação) e de gases ácidos (dessulfurização). Em muitos casos, a corrente de gás pode ser queimada devido à inviabilidade econômica do tratamento da mesma;
- ii) a fase oleosa com água segue para tratadores eletrostáticos para a retirada de água e outros compostos químicos (enxofre, sais, etc) até os limites aceitos para o refino; e
- iii) a fase aquosa com óleo passa para o tratamento de água, que permite elevada redução do teor de óleo presente na água; posteriormente, pode ser necessário submeter essa fase a um tratamento adicional e condicionamento para permitir sua reinjeção nos poços ou descarte no mar. Vale ressaltar que a separação das fases líquidas (óleo e água) apresenta-se um pouco mais complexa do que

a separação do gás, pois, embora as fases líquidas sejam praticamente imiscíveis, elas ascendem à superfície já sob a forma de emulsão<sup>6</sup>.

O tanque decantador foi uma das primeiras tecnologias utilizadas nas plataformas para realizar o tratamento das águas oleosas. Essa solução tecnológica tinha a desvantagem de demandar muito tempo - cerca de meia hora - para realizar o processo de tratamento da água, além de ocupar muito espaço. Essas características são limitadoras do processo de produção de petróleo como um todo.

A centrífuga era outra alternativa. A grande vantagem das centrífugas em relação aos decantadores é sua eficiência no tratamento da água devido à absurda força gravitacional à qual o fluido é submetido resultando em melhor qualidade da água e na realização do processo de tratamento de forma mais rápida. No entanto, esse equipamento ocupa grande espaço, necessita de acionamento mecânico e sua operação, além de requerer bastante cuidado, oferece maiores riscos de acidentes na plataforma.

Os hidrociclones e os flotores são atualmente os equipamentos para tratamento de águas oleosas, ou seja, de separação do óleo presente na fase aquosa, mais utilizados em unidades *offshore*. Enquanto a flotação se baseia no aumento da velocidade de separação via aumento da diferença entre densidades das fases através da geração de bolhas gasosas, os hidrociclones procuram acelerar esse processo através do aumento do parâmetro relativo à força de campo (incremento no valor de "G"). Dentre as vantagens do uso de hidrociclones para tratamento de água oleosa destacam-se:

- i) são compactos;
- ii) apresentam grande capacidade de tratamento por área instalada;
- iii) não necessitam de acionamento mecânico;
- iv) não possuem partes móveis, requerendo baixa manutenção mecânica e baixo consumo de energia; e

---

<sup>6</sup> Emulsão é a mistura de dois líquidos imiscíveis, sendo um deles disperso no outro sob a forma de gotículas. Há, de um modo geral, emulsões do tipo óleo-em-água (O/A), onde a água é a fase externa ou fase contínua e o óleo está sob a forma de gotículas, e emulsões do tipo água-em-óleo (A/O), onde o óleo é a fase externa e a água está sob a forma de gotículas.

v) não sofrem efeito do balanço, pois operam a elevadas velocidades lineares.

No entanto, é preciso destacar que para cada plataforma *offshore* são realizadas diferentes combinações de hidrociclones e de flotores para o tratamento de água. A otimização da quantidade de cada equipamento irá depender da qualidade da água (tipo de óleo e concentração de óleo na água) e da vazão de entrada a que os equipamentos serão submetidos. Ambas as variáveis dependem muito das características do reservatório. Em geral, os hidrociclones realizam a maior parte do tratamento de água, mas dificilmente conseguem deixá-la com teores de óleo dentro das especificações exigidas pela legislação, sendo necessário um conjunto de flotores para deixá-la em condições de descarte.

### 3.3 HISTÓRIA DOS HIDROCICLONES NO BRASIL: PARCERIAS TECNOLÓGICAS: PARCERIAS TECNOLÓGICAS, QUEBRA DE PARADIGMA E CONVIVÊNCIA DE TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS DISTINTAS NO MERCADO

O hidrociclone foi utilizado pela primeira vez para separar água e óleo no final da década de 1970 na Inglaterra. Um derramamento de óleo no Mar do Norte levou o governo inglês a lançar um desafio à comunidade científica: desenvolver uma tecnologia capaz de tratar a água que estava contaminada com óleo. O hidrociclone já era uma tecnologia utilizada há mais de cem anos para a separação de fases sólidas e líquidas e de fases gasosas e líquidas, no entanto nunca tinha se pensado em utilizá-lo para a separação de duas fases líquidas.

A Universidade de Southampton, na Inglaterra, possuía uma equipe de professores com larga experiência nessa tecnologia. Ao se deparar com o desafio do governo inglês, essa equipe teve a ideia de realizar um projeto de engenharia com vistas a desenvolver um hidrociclone para tratamento de água oleosa. O projeto saiu do papel, o equipamento foi fabricado e posteriormente foi realizado com êxito o processo de tratamento da água contaminada reduzindo os impactos ambientais provocados pelo vazamento de óleo no Mar do Norte.

Sem interesse em manter a propriedade intelectual do equipamento, a universidade vendeu a patente à empresa Vortoil que possuía participação inglesa. Essa empresa, que já era fornecedora de outros equipamentos para a indústria do petróleo, percebeu que essa tecnologia poderia ser muito promissora no tratamento da água nas plataformas. Com alguns ajustes no projeto básico desenvolvido pela universidade, a empresa passou a produzir os hidrociclones para tratamento de águas oleosas nas plataformas de produção.

No início da década de 1980, as operadoras de petróleo utilizavam como solução tecnológica para o tratamento de água grandes tanques decantadores que ocupavam bastante espaço e o tempo de residência (tempo que a água fica no equipamento para ser tratada) do processo era de aproximadamente meia hora se tornando uma restrição ao processo de produção. Os hidrociclones foram, sem dúvida, uma quebra de paradigma tecnológico no tratamento de água oleosa, pois conseguiam tratar a água de modo mais eficiente apresentando tempo de residência de um segundo, ou um segundo e meio, ocupando menor espaço e possuindo menor peso. Ressalta-se também que a utilização de um campo centrífugo no processo de separação abrange áreas do conhecimento completamente distintas daquelas envolvidas no processo de separação por decantação. Além disso, os processos de fabricação dos equipamentos são bastante diversos.

Assim, dadas as vantagens apresentadas pelos hidrociclones, todas as operadoras de petróleo passaram a utilizá-los no processo de tratamento de águas oleosas. A Vortoil tornou-se monopolista no fornecimento desse equipamento e a Petrobras, sabendo das vantagens apresentadas por ele, cogitou comprar essa empresa. Possuir somente um fornecedor apresentava duas desvantagens para todas as petroleiras:

- i) risco de não fornecimento caso a empresa fosse comprada por outra petroleira;
- ii) redução ou ausência do poder de barganha por parte das petroleiras impactando diretamente nos seus custos.

A Conoco, no entanto, foi mais rápida que a estatal brasileira na negociação com a Vortoil e conseguiu adquiri-la. Dessa maneira, a Petrobras se viu obrigada a buscar capacitação tecnológica para o desenvolvimento de hidrociclones internamente.

Na segunda metade da década de 1980, a Petrobras buscava viabilizar a exploração de petróleo em águas profundas através de um amplo programa de desenvolvimento tecnológico: o Procap 1.000. Foi exatamente nesse momento que ocorreu a compra da Vortoil pela Conoco e a estatal decidiu se capacitar para desenvolver hidrociclones tendo essa ideia nascido dentro da área de materiais da empresa, na época a SERMAT.

Algumas plataformas da Petrobras já utilizavam os hidrociclones e os profissionais da área de produção possuíam um conhecimento tácito considerado relevante para auxiliar no processo de desenvolvimento dos hidrociclones. Assim, a SERMAT também incluiu os engenheiros da área de E&P no projeto. A equipe do Cenpes que trabalhava com as tecnologias de processamento primário também entrou no projeto, embora isso tenha ocorrido com o projeto já em andamento.

Como visto no capítulo 1, desde muito cedo a estatal estreitou seu relacionamento com as universidades investindo na formação de profissionais. De certa forma, isso gerou um conjunto de informações acerca das áreas de conhecimento potenciais dessas universidades que pôde ser utilizado posteriormente pela Petrobras na definição dos seus parceiros. Além disso, para atingir os objetivos traçados no Procap 1.000 uma série de parcerias para o desenvolvimento de outras tecnologias de produção estava sendo realizada ampliando ainda mais esse conjunto de informações. Dessa forma, a empresa foi capaz de identificar no Centro de Estruturas Navais e Oceânicas (CENO) da Universidade de São Paulo (USP) o parceiro ideal para juntamente com os profissionais do E&P e do Cenpes desenvolver um modelo de hidrociclone próprio.

A participação da universidade nesse projeto foi extremamente importante, pois o conhecimento científico somado ao conhecimento dos profissionais que operavam o equipamento e da equipe de engenharia da empresa tornou possível o estudo dos hidrociclones da Vortoil e, posteriormente, o desenvolvimento de um novo modelo do equipamento que até hoje é conhecido no mercado como hidrociclone Petrobras.

Na época, a equipe do Cenpes que trabalhava com processamento primário ainda não tinha experiência na utilização da força centrífuga para realizar o processo de separação do óleo contido na água, pois, como foi mencionado, a estatal utilizava até então grandes tanques decantadores para realizar o processo de tratamento da água. Apesar de ter entrado no projeto tardiamente - apenas na fase de testes - a equipe de processamento primário do Cenpes considera que seu engajamento no projeto foi importante, pois essa foi uma oportunidade para ampliar os conhecimentos no processo de separação através do efeito ciclônico e na tecnologia que se mostrava bastante promissora.

Destacam-se dois tipos de aprendizado importantes para o desenvolvimento do hidrociclone Petrobras. O primeiro deles foi o aprendizado por imitação adquirido através do conjunto de conhecimentos gerado pelos estudos realizados pela equipe do CENO nos hidrociclones da Vortoil e pelo conhecimento tácito fornecido pelos profissionais da área de produção acerca da operação do hidrociclone. Esse aprendizado foi o ponto de partida para o processo de capacitação tecnológica nesse tipo de equipamento.

O segundo, e possivelmente o mais importante para o desenvolvimento do novo hidrociclone, foi o aprendizado por busca caracterizado pelas pesquisas realizadas pela equipe da USP para introduzir melhorias no equipamento e torná-lo mais eficiente para separar o tipo de óleo brasileiro. Como resultado dessas pesquisas foram realizadas modificações na geometria do hidrociclone e no sistema de alimentação do mesmo, o que gerou algumas vantagens no escoamento do fluido aumentando a eficiência do processo de separação. Essas pesquisas foram importantes na capacitação da equipe de engenharia e de P&D da estatal.

Os testes realizados com os novos hidrociclones foram bastante promissores, uma vez que a equipe de produção considerou que o equipamento era de fácil manutenção, além de permitir um eficiente processo de tratamento. Após os testes, foram selecionadas as melhores geometrias para cada tipo de situação (pressão submetida, concentração de óleo, qualidade do óleo, etc) e foram depositadas as patentes. A Petrobras, ao adquirir a capacitação tecnológica relacionada a esse equipamento, criou

uma vantagem competitiva importante que se traduzia no seu poder de barganha junto aos fornecedores no processo de aquisição desse equipamento. Além disso, passou a ser capaz de realizar um monitoramento tecnológico dessa tecnologia reduzindo as possibilidades de, em um dado momento, permanecer utilizando uma tecnologia ultrapassada.

Sabendo da importância de possuir fornecedores locais capazes de fabricar o equipamento devido aos benefícios gerados pela proximidade, a estatal iniciou um processo de capacitação de seis fornecedores nacionais - empresas de usinagem - para assegurar concorrência e atendimento dos seus requisitos de prazo e qualidade. A interação entre usuário e produtor era caracterizada pela transferência de conhecimento da Petrobras para os fornecedores com vistas à fabricação dos hidrociclones. Essa transferência de conhecimento traduzia-se na realização de algumas atividades pela Petrobras: passar os desenhos dos hidrociclones para os fornecedores, inspecionar o processo de fabricação e realizar testes de qualidade. Em contrapartida, os fornecedores assinaram um termo de confidencialidade através do qual não podiam produzir hidrociclones para outra empresa sem o devido pagamento de royalties à Petrobras.

Paralelamente aos acontecimentos que se sucediam no Brasil em relação aos hidrociclones, fora do país outros fornecedores externos, observando oportunidades nesse mercado e motivados por outras petroleiras, também se capacitaram para a fabricação desse equipamento. Esse grupo de fornecedores externos era formado por grandes empresas que envolveram seus centros de pesquisa, universidades e parcerias com as petroleiras para complementar e adquirir conhecimentos. Percebe-se que o processo de capacitação desses fornecedores foi bem mais complexo que o realizado pelos fornecedores nacionais.

Por serem empresas de porte financeiro e tecnológico maior que os fornecedores nacionais e por razões institucionais relacionadas ao ambiente no qual estavam inseridos, esses fornecedores se engajaram em redes de conhecimento com universidades e operadoras resultando em um maior potencial inovativo. Possuir um estoque de conhecimento na produção de outras tecnologias de processamento

primário, além de equipes de pesquisa e desenvolvimento organizadas, consistia em vantagem competitiva do grupo externo em relação aos fornecedores nacionais. Como resultado desse processo de capacitação realizado fora do país surgiram hidrociclones dentro de vasos, com engenharia mais sofisticada, ocupando menos espaço nas plataformas de produção e com um peso menor que os hidrociclones convencionais.

Como visto no capítulo 2, na década de 1990, uma série de fatores levou a Petrobras a modificar sua política de compras. A Petrobras passou a contratar epcistas para realizar suas compras através de projetos *turn-key*. Além disso, devido à crescente necessidade de otimização de peso e espaço nas plataformas, os projetos elaborados pela equipe de engenharia da Petrobras incluíam nas plantas de processamento primário das plataformas os hidrociclones em vaso, e não os hidrociclones Petrobras. Na ausência de fornecedores nacionais desse tipo de tecnologia, os fornecedores externos passaram a suprir as demandas da estatal. Coube aos fornecedores nacionais produzir os hidrociclones Petrobras para atender a uma reduzida demanda da estatal de reposição dos hidrociclones com defeito que não eram mais úteis no processo de produção. Devido a isso, dos seis fornecedores nacionais que foram capacitados pela Petrobras apenas dois estão presentes no mercado nacional de hidrociclones atualmente.

Assim, existem duas trajetórias tecnológicas que convivem no mercado nacional: hidrociclones Petrobras arranjados em *skids* e hidrociclones encapsulados. Para a construção de novas plataformas, principalmente as destinadas ao pré-sal, a tendência é a demanda por hidrociclones encapsulados devido à economia de peso e espaço, apesar de os profissionais que atuam na produção preferirem utilizar os hidrociclones Petrobras devido à facilidade de manutenção e à maior eficiência no processo de separação. Nos projetos de *revamp*, que são projetos de modernização das plataformas, a tendência também é de utilização dos hidrociclones encapsulados. No entanto, quando se trata de plataformas muito antigas, a transição de uma tecnologia para a outra torna necessária, em geral, uma reforma muito onerosa na plataforma e opta-se pela permanência dos hidrociclones Petrobras, que continuarão a ser demandados.



De uma forma ou de outra, apesar de ainda haver oportunidades para os fornecedores que fabricam os hidrociclones Petrobras suprirem demandas pontuais da estatal, a trajetória tecnológica vencedora é a dos hidrociclones encapsulados. São esses últimos que serão demandados para as plantas de produção do pré-sal devido ao seu menor peso e menor espaço ocupado. Esse estudo de pesquisa traz mais um exemplo empírico no qual a trajetória tecnológica predominante não é a mais eficiente tecnicamente. Os hidrociclones encapsulados são preferidos por ocupar menos espaço, por ter menor peso e por conseguir realizar o tratamento da água dentro de um limite de eficiência que não comprometa a produção de óleo.

Um ponto importante a ser destacado é que existem algumas questões internas à Petrobras que têm influenciado o desenvolvimento tecnológico dos hidrociclones no Brasil. Ocorre que os profissionais de produção que operam os hidrociclones preferem trabalhar com os hidrociclones Petrobras face aos encapsulados. A área de produção da Petrobras patrocina os projetos relacionados aos hidrociclones no Cenpes e, por preferir operar com os hidrociclones Petrobras, não existe ainda uma demanda expressa para um projeto de desenvolvimento de hidrociclones encapsulados.

No entanto, a equipe do Cenpes enxerga possibilidades de desenvolver melhorias nos hidrociclones encapsulados colocando os hidrociclones Petrobras dentro de vasos. Isso requer o desenvolvimento de um cuidadoso projeto de engenharia para assegurar a otimização de peso e espaço, uma vez que os hidrociclones Petrobras são *liners* bem maiores que os convencionais que se encontram encapsulados.

### 3.4 CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA PARA DESENVOLVIMENTO, FABRICAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE HIDROCICLONES

O *liner* do hidrociclone, como mostra a figura 5, consiste de uma seção cônica conectada a uma porção cilíndrica na qual é encaixada uma entrada tangencial para alimentação. Existem dois tubos de saída, um na parte superior do equipamento (*overflow*) e outro na parte inferior (*underflow*). A água oleosa passa pela entrada

tangencial e é submetida a um efeito ciclônico dentro do equipamento. Uma das características desse efeito é que a velocidade próxima ao eixo do hidrociclone é maior que a velocidade próxima à parede; a velocidade é inversamente proporcional ao raio, formando um campo centrífugo responsável pela separação das fases de óleo e de água.

Esse campo centrífugo fará com que a fase leve (óleo) se concentre junto ao eixo e a fase pesada (água) junto à parede do equipamento. Devido à rotação do fluido dentro do hidrociclone, forma-se um campo de pressão onde a pressão junto à parede e ao centro são opostas e isso provoca o escoamento com sentidos opostos. Dessa maneira, o óleo que está junto ao eixo sai pelo *overflow* e a água que está próxima à parede, pelo *underflow* (MORAES et al, 2009).

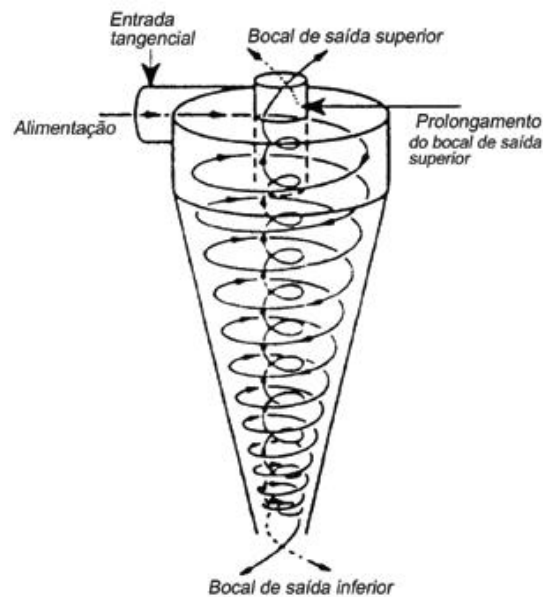


Figura 5 – Escoamento interno de um hidrociclone - desenho esquemático.  
Fonte: Moraes et al, 2009.

A eficiência do equipamento, ou seja, sua capacidade de retirar o óleo da água e deixá-la em condições de descarte no mar ou reinjeção em poços, está estritamente relacionada ao seu desenho. Na elaboração do projeto do hidrociclone são essenciais conhecimentos em engenharia de equipamentos e engenharia básica de projetos.

Um dos desafios para se conseguir uma maior eficiência dos hidrociclones é encontrar o ponto ótimo para a aceleração gerada pelo movimento espiral. Isso porque um aumento exagerado da velocidade angular poderia provocar a quebra das gotículas devido ao cisalhamento impossibilitando a separação. As principais variáveis que influenciam no desenho desse equipamento são:

- i) pressão de entrada da água oleosa ao qual será submetido;
- ii) qualidade do óleo presente na água (se é um óleo leve, mais fácil de separar, ou se é um óleo pesado); e
- iii) teor de concentração de óleo na água.

São os desenhos do cabeçote do equipamento e da forma cônica que determinarão uma maior eficiência no escoamento do fluido gerando maior eficiência no processo de separação. Assim, para cada tipo de óleo, teor de concentração e pressão a que é submetido o hidrociclone, existe uma geometria específica capaz de otimizar o processo de separação.

É preciso destacar que o processo de separação de fases por meio da força centrífuga é uma área de conhecimento que pode ser utilizada em outros equipamentos que compõem o restante da planta de processamento, ou seja, em equipamentos que realizam o tratamento do óleo e do gás. Dessa forma, existe uma sinergia de conhecimento entre diversas tecnologias. Além disso, ressalta-se que o hidrociclone também pode ser utilizado em outras indústrias, como a de papel e a de alimentos, com outras finalidades.

A escolha de uma geometria adequada para o tratamento de água oleosa não depende somente de um bom projeto de engenharia básica, sendo necessário realizar uma bateria de testes com vistas a verificar eventuais melhorias no projeto básico que poderão aumentar a eficiência do processo de separação. Assim, na fase de desenvolvimento, além da etapa de engenharia de projeto existe a etapa de testes que envolve as seguintes atividades: estudo da fluído dinâmica do escoamento, simulação numérica, seleção de geometrias, construção de protótipos e realização de testes de campo.

Todos esses testes são realizados em várias geometrias que possuem um projeto básico específico considerando tipo óleo, teor de concentração de óleo na água e pressão à qual o equipamento será submetido. Os principais conhecimentos necessários para realizar esses testes são: mecânica de fluídos e medição de campo de velocidade e de grandezas turbulentas utilizando os equipamentos *laser doppler anemometer* (LDA) e o *particle image velocimeter* (PIV).

Vale destacar que existem duas soluções tecnológicas que convivem no mercado brasileiro. Uma delas é o *liner* de hidrociclone, também chamado de hidrociclone tipo *manifold* ou hidrociclone Petrobras, organizados no *skid*. Nesse caso, cada *liner* de hidrociclone possui uma entrada de alimentação própria (ver imagem 1). Outra solução são os *liners* organizados dentro de vasos, chamados hidrociclones encapsulados ou em vaso. De forma geral, o projeto de engenharia e a realização dos testes para os hidrociclones encapsulados são mais complexos. A organização dos *liners* de hidrociclones dentro de vasos além de requerer um projeto de engenharia que permita aglomerá-los sem comprometer a mecânica de fluido dentro do *liner* deve também otimizar o espaço.



Imagem 1- *Liners* de hidrociclones no *skid*.  
Fonte: Fap do Brasil (2013).

A fase de testes dos vasos também possui algumas características específicas, mas, em geral, segue as mesmas atividades realizadas para um *liner* tipo *manifold*:

construção de geometrias para teste, análise computacional, seleção de geometrias, construção de protótipos e testes. Como os hidrociclones encapsulados são, grosso modo, os *liners* colocados em vasos, existem diferentes tipos de hidrociclones encapsulados conforme as especificações da água que será tratada e é comum que cada fornecedor possua uma especificação própria dos *liners* de hidrociclones.

Conhecendo-se as especificações da água que será tratada (concentração de óleo, pressão, etc) e possuindo um conjunto de hidrociclones adequado a cada especificação - independente se é hidrociclone tipo *manifold* ou envasado - segue a fase de dimensionamento. Nessa fase são realizadas as seguintes atividades: levantamento do número e tipo de *liners* de hidrociclone de acordo com as características do campo; levantamento do tipo e quantidade de insumos; e detalhamento do projeto para a fabricação. A fase de dimensionamento é uma fase crítica, pois impacta diretamente na viabilidade econômica do projeto.

Identificar o número e o tipo de *liners* de hidrociclone a serem utilizados é uma atividade customizada para cada demanda, pois, como foi ressaltado, dependerá muito das características do campo. Essa atividade, em geral, é realizada por uma equipe de engenharia com conhecimentos em engenharia mecânica e engenharia química que busca otimizar o número de hidrociclones, o espaço e o peso dadas a vazão e a qualidade do óleo do campo.

Nessa fase também é estratégico para a empresa possuir uma equipe com conhecimentos em engenharia de materiais destinada a levantar o tipo e a quantidade de insumos que serão utilizados na fabricação do projeto. Assim, essa equipe deve ter expertise não só para identificar uma cadeia de fornecedores qualificados, mas também para administrar esse grupo de fornecedores de modo a assegurar a continuidade da oferta de insumos com qualidade adequada e preços competitivos. Essa se torna uma etapa bastante crítica principalmente quando existem dificuldades ou ausência de certos insumos no país e a empresa não possui acesso e conhecimento de fornecedores fora do país.

A fase de dimensionamento também envolve a atividade de detalhamento do projeto para a fabricação. Uma equipe com conhecimentos em engenharia de produção

e expertise nos processos de usinagem e fundição é responsável por definir o melhor processo, se soldagem ou fundição, e as etapas de cada processo que devem ser executadas para a fabricação do hidrociclone.

A fase de fabricação do equipamento pode ser realizada por processo de usinagem ou fundição. O processo de usinagem requer um investimento menor, é mais demorado e mais intensivo em trabalho que o processo de fundição. Geralmente, a escolha entre um processo ou outro envolve uma análise do volume demandado e dos custos de cada processo. No processo de fundição o investimento em capital é maior, no entanto, os ganhos de escala na produção permitem menor custo unitário. Assim, dependendo dos custos do processo de fundição, é preciso que a empresa tenha um mercado amplo para suprir para que ele se torne economicamente viável.

É preciso destacar que boa parte do capital investido tanto no processo de usinagem como no de fundição é aproveitado para a produção de outros equipamentos de forma que essas firmas são multiprodutos e se beneficiam da economia de escopo. Não se justificam investimentos exclusivamente para a produção de hidrociclones, dado que sua vida útil é de alguns anos o que resulta em uma demanda descontínua. Essa é uma característica não só dos hidrociclones, mas de todas as tecnologias de produção *offshore*.

As atividades mais relevantes que compõem a fase de fabricação são: planejamento da produção, gestão da produção e fabricação propriamente dita. O planejamento da produção requer uma equipe com conhecimentos de engenharia de produção. Nessa atividade é preciso que se definam os prazos de cada etapa de fabricação, a quantidade de insumos e de trabalho utilizados em cada etapa, a previsão de possíveis paradas programadas, etc. A atividade de gestão da produção envolve o acompanhamento do planejamento realizado. É preciso que a equipe acompanhe os prazos de produção estipulados, administre os estoques, verifique a qualidade do produto, etc. O aprendizado por experiência nesse tipo de atividade é determinante para o aperfeiçoamento dessa atividade. Por fim, está a fabricação propriamente dita, onde os feedbacks dos profissionais envolvidos nessa atividade, resultantes do

aprendizado por uso e por experiência, são importantes para as equipes que realizam as outras atividades do processo de fabricação.

	Fases					
	Desenvolvimento		Dimensionamento	Fabricação	Comercialização	Manutenção e Pós Venda
	Elaboração do Projeto	Testes				
<b>Atividades</b>	Realizar projeto básico da geometria do hidrociclone	Estudo da fluido dinâmica do escoamento, Simulação numérica, Seleção de geometrias, Construção de Protótipos, Testes de campo	Levantamento do número e do tipo liners de hidrociclone de acordo com as especificações do campo, Levantamento do tipo e quantidade de insumo, Detalhamento do projeto para fabricação.	Planejamento de produção, Gestão da produção (prazo, qualidade, estoques), Fabricação propriamente dita	Definição de especificação técnica, Análise das melhores soluções para petroleira	Limpeza e substituição dos hidrociclones, Identificação de problemas na operação dos hidrociclones e proposição de possíveis soluções
<b>Natureza do Conhecimento</b>	Engenharia básica de projeto, Engenharia mecânica (com ênfase em engenharia de equipamentos), Engenharia de Petróleo	Mecânica dos fluidos, Expertise em medição do campo de velocidade e de grandezas turbulentas (LDA, PIV)	Engenharia de materias, engenharia de produção (usinagem e fundição), engenharia mecânica, engenharia química	Engenharia de produção, Conhecimento técnico e tácito de fabricação	Engenharia de materias, Engenharia de equipamentos	Conhecimento técnico e tácito proveniente da operação e manutenção do equipamento

Quadro 5 – Capacitação tecnológica na cadeia de produção dos hidrociclones.

Fonte: Elaboração própria.

A fase de comercialização dos hidrociclones envolve, de um lado, a definição das especificações técnicas e da quantidade de hidrociclones pela petroleira e, de outro, a concorrência dos fornecedores que suprirão aquela demanda. A petroleira deve ter capacidade de definir as especificações de materiais e fornecer as características do campo de petróleo onde o equipamento será instalado; nesse caso são requisitados principalmente conhecimentos nas áreas de engenharia de materiais e engenharia de equipamentos. Esses conhecimentos também são úteis para os fornecedores, que deverão identificar no seu portfólio de produtos aquela solução que mais se adequa às

demandas da petroleira, uma vez que para cada vazão e especificação de óleo existe um *liner* de hidrociclone mais adequado para realizar o tratamento.

Por último, quando os hidrociclones já estão instalados nas plataformas, a fase de manutenção e pós-venda se torna um processo crítico para assegurar a eficiência no processo de separação de modo a não comprometer a produção de petróleo. Essa fase engloba atividades como limpeza do equipamento, identificação de problemas com *liners* e proposição de possíveis soluções.

Devido ao teor de sal e outros contaminantes presentes na água, os hidrociclones sofrem problemas de incrustação e erosão necessitando de um processo contínuo de limpeza. Assim, a petroleira deve possuir nas plataformas uma equipe especializada na operação e manutenção desse equipamento capaz de identificar o momento adequado para realizar a limpeza. Essa equipe também é capaz de identificar problemas na operação dos *liners* e tentar solucioná-los. No entanto, quando isso não é possível, a equipe de produção comunica os problemas encontrados aos profissionais do Cenpes, que se dedicarão a procurar uma solução seja sozinhos, em conjunto com a universidade ou em conjunto com os fornecedores. Nesse último caso, é necessário que a empresa fornecedora desse equipamento também possua uma equipe pronta para resolver problemas de operação dos hidrociclones assegurando o prazo de validade definido no contrato e garantindo a confiança da petroleira no produto da empresa. Esse relacionamento entre o fornecedor e a petroleira é geralmente conduzido pela equipe de comercialização.

Quanto à fase de manutenção e pós-venda dos hidrociclones, é preciso fazer duas ressalvas. A primeira delas é de caráter técnico e consiste na maior facilidade de limpeza dos *liners* tipo *manifold* ou Petrobras devido à maior facilidade de acesso, por não estarem dentro de vasos, além de apresentar a vantagem de não ser preciso interromper o funcionamento dos outros *liners* para realizar a manutenção. Quando os *liners* estão dentro dos vasos é preciso parar o vaso inteiro, desparafusá-lo, identificar o *liner* defeituoso e, só então, realizar a manutenção. Vale destacar que existe uma grande presença de conhecimento tácito na realização desse processo. As informações



que chegam sobre manutenção e eficiência no Cenpes são fornecidas pelos operadores do equipamento.

A segunda ressalva refere-se à proximidade entre a petroleira e o fornecedor. Tanto a petroleira quanto os fornecedores consideram que a proximidade entre ambos é importante para garantir celeridade à fase de manutenção e pós-venda reduzindo as possibilidades de comprometer o processo de produção de petróleo. A Petrobras considera que a proximidade confere maior rapidez a essa fase, pois permite acesso direto à equipe de manutenção do fornecedor e, além disso, evita-se que os fornecedores incorram em elevados custos para remanejar uma equipe até a plataforma, o que ocorreria caso a equipe estivesse fora do país. Os fornecedores também julgam essa proximidade importante para preservar a imagem da empresa junto à petroleira, além de considerar que as informações adquiridas ao realizar esse tipo de trabalho contribuem para melhorias na escolha de insumos, nos processos de produção e de engenharia e na empresa como um todo.

### 3.5 SISTEMA DE INOVAÇÃO SOB O PONTO DE VISTA TECNOLÓGICO: ATORES E INSTITUIÇÕES ENVOLVIDOS NO PROCESSO DE INOVAÇÃO DOS HIDROCICLONES E AS OPORTUNIDADES PARA OS FORNECEDORES NACIONAIS

Nessa seção serão identificados os principais atores e instituições que estão envolvidos na geração e difusão do conhecimento que contribuem para o desenvolvimento, produção e comercialização dos hidrociclones no Brasil.

Vale destacar que as novas reservas do pré-sal, por serem campos exploratórios novos, produzem pouquíssima água. Devido a isso, a planta de tratamento de água das plataformas de produção é muito reduzida e os hidrociclones encapsulados presentes nessas plantas não possuem nenhuma diferença técnica dos que já são atualmente utilizados pela Petrobras na produção do pós-sal. Apesar disso, tanto a estatal como a universidade reconhecem a necessidade de, no futuro, realizar melhorias nos hidrociclones, pois será necessário tratar um maior volume de água com características

completamente diferentes daquela originária do pós-sal. Logo, alguns estudos têm sido desenvolvidos nesse sentido.

Diante desse fato, as oportunidades para os fornecedores nacionais não poderiam ser melhores, pois existe um espaço de tempo para que eles realizem a capacitação tecnológica necessária para produzir hidrociclones encapsulados e avancem, posteriormente ou concomitantemente, rumo ao desenvolvimento de hidrociclones específicos para o pré-sal que serão demandados quando aumentar a quantidade de água a ser tratada.

### **3.5.1 Relação usuário-produtor no mercado de hidrociclones**

O mercado de hidrociclones no Brasil, no que se refere aos usuários e produtores da tecnologia, é formado por um grupo de petroleiras - onde o principal agente é a Petrobras, que é responsável pela maior parte da demanda de hidrociclones - um grupo de fornecedores externos e um grupo de fornecedores nacionais.

O grupo de fornecedores externos é composto por empresas multinacionais, como Aker, Frames, FLSmidth, Ascom Separation, M-I Swaco, FMC Technologies e outras, que atuam no mercado internacional e fornecem somente hidrociclones encapsulados. Devido à política de conteúdo local, algumas dessas empresas têm adotado estratégias distintas: instalação de fábricas próprias no país para o processo de produção de hidrociclones ou realização de parcerias com fabricantes nacionais. No entanto, as empresas que adotaram a segunda estratégia têm se deparado com algumas dificuldades nas relações de parceria com os fabricantes nacionais e estão aproveitando as instalações de suas fábricas aqui no Brasil para produzir os hidrociclones.

O grupo de fornecedores nacionais é composto por três subgrupos. No primeiro estão a Fap e a Techlabor, empresas que possuem tradição no fornecimento de hidrociclones Petrobras, mas não possuem ainda capacitação tecnológica para a produção de hidrociclones encapsulados. No segundo grupo estão a Delp e a Radix,

empresas entrantes no mercado dos hidrociclones, mas que possuem projeto de desenvolvimento tecnológico de hidrociclones encapsulados financiados pelo programa Inova Petro. No terceiro grupo estão os fornecedores nacionais que foram capacitados pelos fornecedores externos e são especializados em fornecer *liners* para esses últimos.

O terceiro grupo não foi considerado no estudo, pois esses fornecedores se enquadram como fornecedores de segundo elo da cadeia e não atuam no fornecimento direto para as petroleiras, além de não possuir interesse nem porte para fazê-lo. São empresas capacitadas apenas na fabricação dos *liners*, não realizando nem mesmo o projeto dos hidrociclones no *skid*.

Como destacado no capítulo 1, quando a tecnologia é produzida por um agente e utilizada por outro, a relação de interação entre produtor e usuário torna-se fundamental para que o processo de inovação tecnológica possa atingir objetivos relevantes como os de melhoria da eficiência produtiva, da qualidade dos produtos e de redução de custos. Esse tipo de relação se mostrou determinante para os hidrociclones, apresentando significativa importância nas fases de desenvolvimento, em especial nas etapas de testes e de manutenção e pós-venda dos hidrociclones.

Vale destacar que quanto menor o porte financeiro e tecnológico do produtor da tecnologia mais importante se torna essa relação para ele, passando a ter maior relevância não só nessas duas fases anteriormente mencionadas, mas também em outras etapas da fase de desenvolvimento, na fase de produção e na fase do pós-venda. Isso ocorre porque o reduzido porte financeiro e tecnológico dessas empresas cria barreiras ao seu engajamento em projetos de desenvolvimento tecnológico de altos custo e risco. Dessa maneira, uma das formas de reduzir os riscos é compartilhando-os com a petroleira em todas as fases da cadeia de produção (desenvolvimento, dimensionamento, fabricação, comercialização e manutenção), além disso, essa maior proximidade, por outro lado, lhes confere maior grau de certeza da adequação de seu produto às necessidades do cliente.

Assim, a relação entre usuário e produtor apesar de fundamental para o processo de inovação tecnológica, apresenta importância distinta para a petroleira e para os

fornecedores e entre os fornecedores ela assumirá um grau de importância diferente dependendo do seu porte financeiro e tecnológico. Devido a esse fato, os grupos de agentes desse sistema de inovação serão apresentados considerando essas diferenças.

### 3.5.1.1 Relação da Petrobras com seus fornecedores

A Petrobras inicia sua capacitação tecnológica em hidrociclones na segunda metade da década de 1980. Apesar de ter buscado na universidade o conhecimento necessário para projetar e desenvolver a tecnologia, a parceria com fornecedores nacionais foi determinante para que a empresa assegurasse o adequado fornecimento desse tipo de equipamento, que se encontrava ameaçado devido à compra do único fornecedor internacional, a Vortoil.

A estatal capacitou seis fornecedores nacionais concedendo o apoio tecnológico necessário à realização de algumas atividades, tais como: auxílio na fase de dimensionamento dos equipamentos, inspeção do processo de fabricação e realização de testes de qualidade nos hidrociclones produzidos. Os fornecedores, em contrapartida, assinaram um termo de confidencialidade através do qual não podiam produzir hidrociclones para outra empresa sem o devido pagamento de royalties à Petrobras.

Destaca-se a interação entre a Petrobras e o fornecedor externo Kverner na primeira metade dos anos 2000. Elaborou-se um projeto com vistas ao desenvolvimento de três tipos de hidrociclone para tratamento de água com diferentes teores de óleo. Assim, os hidrociclones para baixo, médio e alto teor de óleo poderiam ser arranjados em série para aumentar a eficiência no tratamento da água. Essa parceria ajudou a Petrobras a adquirir conhecimentos importantes para o desenvolvimento de *liners* que separassem água contaminada com maior teor de óleo.

Vale destacar que esse projeto era coordenado pela Kverner com participação da Petrobras, de outras operadoras e de universidades. Após o fim do projeto devido à falência da Kverner, a Petrobras identificou que aqueles hidrociclones não eram ideais

para o tratamento de óleos brasileiros que são, em geral, pesados. Então, em parceria com universidades e com uma empresa de software iniciou um projeto para o desenvolvimento de hidrociclones adequados ao tratamento da água oriunda dos campos brasileiros. O projeto teve sucesso, gerou patentes, mas não existe nenhum fornecedor que tenha aplicado esse sistema.

Como destacado no capítulo 2, a Petrobras priorizou a parceria com fornecedores externos em projetos de desenvolvimento tecnológico. Essa preferência é justificável quando comparamos o contexto diferenciado em que fornecedores nacionais e externos estavam inseridos, o que acabou por criar também diferentes capacitações tecnológicas desses dois grupos de fornecedores. Na ausência de projetos inovadores desenvolvidos por fornecedores nacionais, é natural o engajamento da Petrobras em projetos de fornecedores externos que visavam o desenvolvimento de novos hidrociclones, pois o monitoramento tecnológico é essencial para que a petroleira continue aumentando sua base de conhecimento em relação a essa tecnologia de modo que ela possa sempre utilizar a tecnologia mais adequada ao processamento de água oleosa.

O Cenpes possui uma equipe de aproximadamente 60 pessoas - entre empregados, contratados e estagiários - destinada à P&D de engenharia de produção de tecnologias de processamento primário. Cerca de 40 pessoas são empregados e 75% possui nível superior, os demais possuem nível técnico. Nessa equipe há 5 profissionais de nível superior que estudam os hidrociclones, eles possuem formação em engenharia química, engenharia de equipamentos e engenharia de petróleo. Através das entrevistas realizadas na Petrobras e com alguns fornecedores foi identificado o processo pelo qual a equipe do Cenpes realiza a capacitação tecnológica nos hidrociclones, que abrange essencialmente o solucionamento de problemas de operação e a participação em projetos de desenvolvimento tecnológico.

Por um lado, essa equipe recebe demandas da equipe de produção das plataformas quando existe algum problema de operação dos hidrociclones. A tentativa de solução desses problemas ocorre através da troca de conhecimentos entre ambas as equipes onde a equipe de produção relata o problema e a equipe do Cenpes com

base nessas informações procura soluções, realiza ensaios e testes e, em campo, juntamente com a equipe de produção, verifica o desempenho da solução encontrada. Quando a equipe do Cenpes percebe que o conhecimento necessário para encontrar a solução desejável está além daquele que seu corpo de pesquisadores possui, procura a universidade para apoiá-la.

Assim, percebe-se que o aprendizado por uso é importante para a equipe de produção detectar e resolver problemas nos hidrociclones. No entanto, dependendo da complexidade do problema, o aprendizado por busca realizado no Cenpes se torna essencial. A universidade, ou o aprendizado por busca com a ajuda da universidade, torna-se necessário somente quando a empresa, com base no seu estoque de conhecimento, não encontra uma solução para o problema.

Por outro lado, quando a equipe do Cenpes se envolve em algum projeto de desenvolvimento tecnológico, a articulação e a formalização das parcerias são realizadas pela área de materiais da empresa. Foi assim que a empresa buscou a USP na década de 1980 e a Kverner na década de 2000. Vale destacar que a área de materiais também foi a responsável pela articulação entre a equipe do Cenpes e os fornecedores nacionais na capacitação tecnológica desses últimos na década de 1980. Assim, o relacionamento formal da Petrobras com outros agentes é claramente articulado pela área de materiais, que administra a cadeia de fornecedores da empresa.

No entanto, como visto no capítulo 2, a Petrobras acabou distanciando-se da sua cadeia de fornecedores quando passou a adotar uma política de compras através de contratos com epcistas. É natural que, com esse distanciamento, a empresa tenha reduzido sua capacidade de identificar potenciais fornecedores nacionais para estabelecer parcerias de desenvolvimento tecnológico.

Um ponto relevante que deve ser observado quanto à capacitação tecnológica da equipe do Cenpes é que esta possui largo conhecimento para o desenvolvimento do projeto, desenho e especificações do *liner* de hidrociclone. No entanto, a capacitação necessária para desenvolver projetos de engenharia dos hidrociclones encapsulados foge do escopo da área de conhecimento da equipe. Isso coloca um importante desafio para os fornecedores nacionais, principalmente aqueles que dependem da petroleira

para a sua capacitação, pois para conseguirem produzir os hidrociclones encapsulados eles necessitam adquirir esse tipo de conhecimento através de outras fontes que não a petroleira.

### 3.5.1.2 Fornecedores Externos

A importância dada à relação usuário-produtor na fase de desenvolvimento da tecnologia, uma maior interação com universidades e a presença de equipe de P&D e de estrutura física interna destinados aos hidrociclones são características dos fornecedores externos que os distinguem dos fornecedores nacionais, principalmente daqueles que já atuam no mercado de hidrociclones.

Nesse trabalho, a FMC Technologies do Brasil Ltda. será o fornecedor externo representativo. Assim como os demais fornecedores externos, essa empresa possui um significativo porte financeiro, atuação internacional e linha de produtos diversificada para E&P *offshore*. Acredita-se que o processo de capacitação tecnológica desses fornecedores, apesar de suas especificidades, segue um padrão no que se refere às parcerias mais importantes e à estrutura interna montada para o desenvolvimento, dimensionamento, fabricação, comercialização e manutenção dos hidrociclones.

A tabela 12 mostra a representatividade da FMC quando comparada a duas outras concorrentes multinacionais. Como os dados disponíveis nos relatórios anuais das empresas estavam em moedas diferentes, optou-se por fazer a comparação considerando a taxa de variação anual.

A FMC ingressou no mercado brasileiro na década de 1990 através da aquisição de uma participação na empresa nacional CBV que produzia ANM, *manifolds*, brocas de perfuração e outros equipamentos de produção *offshore*. Após alguns anos, a FMC adquiriu a totalidade da CBV. Apesar de fornecer hidrociclones encapsulados desde meados da década de 1990 para a Petrobras, somente no ano de 2012 a empresa passou a destinar equipes de comercialização e de pesquisa e a organizar a cadeia de fornecedores e sua estrutura fabril com vistas à produção de hidrociclones no país. De fato, ainda não houve fornecimento de hidrociclones fabricados aqui no Brasil para a

Petrobras ou outra petroleira. Segundo a empresa, a participação da FMC no mercado internacional de hidrociclones é cerca de 15%.

Tabela 12 – Variação anual de receitas, capital empregado e investimento em P&D – empresas selecionadas – 2009-2012.

	2009	2010	2011	2012
<b>FMC</b>				
Receitas	-3,20	-6,35	23,59	20,64
Capital Empregado	11,66	24,04	35,03	60,53
Investimentos em P&D	13,25	32,55	33,09	29,06
<b>Aker</b>				
Receitas	-7,17	-38,30	9,32	23,16
Capital Empregado	7,24	1,92	-7,20	30,39
Investimentos em P&D	-12,77	100,61	51,37	43,57
<b>FLSmidth</b>				
Receitas	-8,39	-14,11	9,23	20,99
Capital Empregado	-89,86	4080,95	84,51	20,37
Investimentos em P&D	17,54	-10,79	20,64	2,36

Fonte: Elaboração própria a partir de Aker Solutions (2013), FLSmidth (2013) e FMC Technologies (2013).

Observa-se que as exigências da política de conteúdo local e as vantagens de a empresa estar localizada próximo à Petrobras no momento em que novas oportunidades surgem com o pré-sal são as duas principais motivações para a FMC direcionar seus negócios para o Brasil.

Quanto à política de conteúdo local, a exigência de conteúdo com fabricação nacional tem forçado as multinacionais à organização de sua cadeia fornecedora para que seu processo de produção ocorra no país. Exemplo disso foi a capacitação de alguns fornecedores de usinagem realizada pela FMC para que estes fornecessem os *liners* de hidrociclone para que a multinacional os colocassem nos vasos em sua fábrica aqui no Brasil. Por questões de confidencialidade, a multinacional optou por fornecedores que já faziam parte de sua cadeia de fornecimento. O processo de capacitação com vistas à produção de *liners* incluiu análise dos desenhos, inspeção do processo de produção e testes de qualidade. Analisando essa interação específica entre a FMC e seus fornecedores observa-se, como destacado na literatura, que as



relações entre usuário e produtor se baseiam muito na confiança, pois existe troca mútua de informações estratégicas.

A proximidade com a petroleira, por sua vez, é importante por vários motivos. Segundo a FMC, a principal fonte de informação para a inovação dos hidrociclones são as informações e as necessidades da Petrobras. Além disso, como cada campo tem suas especificidades e a produção de água no campo aumenta com o tempo, informações sobre as condições do campo são importantes para a seleção do melhor hidrociclone.

É muito comum também a compra pela Petrobras de alguns hidrociclones da FMC para testes. Isso ocorreu com a aquisição de um hidrociclone *subsea* que realiza o tratamento da água no fundo mar e sua posterior reinjeção. A proximidade da empresa com a Petrobras facilita não só a troca de informações com a equipe do Cenpes em relação ao desempenho do novo equipamento - gerando maior proximidade com o cliente e facilitando o relacionamento entre as empresas -, mas também, o acompanhamento de alguns testes.

A FMC possui uma equipe de P&D localizada na Holanda que é responsável pela pesquisa e desenvolvimento dos vários equipamentos de processamento primário, como hidrociclones, flotores e outros. A equipe possui algumas parcerias com universidades holandesas e considera extremamente importante os projetos realizados em conjunto com as petroleiras. Na fase de desenvolvimento a parceria com a petroleira demonstra-se relevante para a redução dos riscos do projeto e na fase de dimensionamento do produto a troca de informações com a petroleira é extremamente importante para reduzir os custos de dimensionamento, possibilitando a empresa entregar um projeto ao cliente mais adequado e a um preço competitivo. A P&D da FMC aqui no Brasil é realizada por um engenheiro que fazia parte da equipe holandesa; esse profissional é responsável pelo contato com a equipe do Cenpes para assuntos relacionados aos hidrociclones e outras tecnologias de processamento primário.

Segundo a FMC, as informações coletadas pela área comercial através das relações de fornecimento e de alguns serviços pós-venda prestados para a Petrobras são essenciais para o processo inovativo dos hidrociclones. É através dessas

informações que a equipe de P&D é mobilizada e que novos projetos de desenvolvimento tecnológicos são planejados. Destaca-se que não existe uma ação pró-ativa da equipe de P&D com o fim de produzir algo novo, as demandas sempre vêm da área comercial e são definidas de forma a atender melhor ao cliente em termos de preço e qualidade. Outro ponto importante é que existe um grande intercâmbio do conhecimento e expertise empregados em tecnologias distintas de processamento primário tanto em nível de desenvolvimento, como de fabricação e comercialização.

Dentre as vantagens levantadas pela multinacional devido à sua localização no Parque Tecnológico do Fundão estão a proximidade da Petrobras, em primeiro lugar, e de outras empresas da indústria do óleo e gás, o acesso à estrutura de testes da universidade e à mão de obra qualificada e a possibilidade de realização de programas de intercâmbio com os universitários.

Aqui no Brasil a empresa vislumbra um bom potencial no mercado de hidrociclones e afirma possuir uma linha de equipamentos eficientes que atendem às necessidades da Petrobras e de outras petroleiras. Considera-se que existe um grande potencial no mercado de *revamp*<sup>7</sup>, onde a FMC pretende ocupar grande espaço aqui no Brasil. Já no mercado para novas plantas de produção, ou *new built*, tanto para o pré-sal como para o pós-sal, a empresa se sente prejudicada pela presença dos epcistas que administram os contratos *turn-key* e, em geral, fazem a compra de um pacote: hidrociclones e flotores. Como a FMC ainda não produz flotores com as especificações desejadas pela Petrobras, a venda de hidrociclones fica comprometida. A empresa está buscando desenvolver flotores com essas especificações, mas a realização de parcerias com empresas fornecedoras de flotores não é descartada com vistas a conseguir atuar também no mercado de *new built* no curto prazo.

Um ponto a ser destacado é que a FMC, conhecendo a tendência da Petrobras de colocar em operação no fundo do mar equipamentos que costumam operar sobre as plataformas - ou seja, “marinizar” os equipamentos -, desenvolveu o hidrociclone *subsea*, como já foi mencionado anteriormente, o que pode ser considerado uma

---

<sup>7</sup> O mercado de *revamp* é oriundo das licitações abertas pela Petrobras para modernização de suas plataformas. Em geral, o processo licitatório não envolve a intermediação através de epcistas.

quebra de paradigma nesse mercado por apresentar uma complexidade tecnológica bem superior aos hidrociclones encapsulados e aos *liners* organizados em *skid*. Esse novo equipamento realiza o processo de separação de água e óleo no fundo do mar e, segundo a FMC, é o primeiro no mundo a ser fabricado e colocado em teste. Ele está em fase de testes em um dos campos da Petrobras.

Apesar de revolucionário, ainda existem dúvidas da estatal em relação à sua utilização para realizar o tratamento da água. Por questões legais, o equipamento só pode tratar a água para reinjetá-la no poço, de modo que o tratamento para descarte continuará sendo realizado no *top side*. Ainda não se sabe se será economicamente viável manter as duas soluções e nem se essa nova solução é realmente eficiente.

Vale ressaltar que esse tipo de relação com a petroleira confere à FMC uma vantagem competitiva frente aos outros fornecedores, pois a Petrobras cada vez mais a reconhece como um parceiro capaz de desenvolver soluções para suas necessidades. Além disso, através dessa relação a multinacional acaba sendo a primeira a receber informações da petroleira necessárias à melhoria dos seus produtos e, portanto, se apropria de um conhecimento que as demais levarão maior tempo para obter.

### 3.5.1.3 Fornecedores Nacionais

Como já foi mencionado, o grupo de fornecedores nacionais pode ser dividido entre aqueles que fornecem tradicionalmente os hidrociclones Petrobras, que é uma tecnologia antiga, e aqueles que estão desenvolvendo projetos para fornecer hidrociclones encapsulados, entrantes nesse mercado. O primeiro grupo está representado nessa pesquisa pela empresa Fap do Brasil Ltda. e o segundo grupo pela Delp Engenharia Mecânica S.A.

#### 3.5.1.3.1 *Fap do Brasil*

A Fap, localizada no município do Rio de Janeiro, atua no mercado *offshore* há mais de 15 anos produzindo componentes mecânicos e equipamentos através de

processos produtivos de usinagem, caldeiraria e soldagem, além de pinturas especiais e revestimentos com níquel químico. A empresa possuía 80 funcionários em 2011 e atualmente seu quadro é composto por 180 funcionários. Uma nova instalação da empresa, contendo unidades administrativa e fabril, será inaugurada no final de 2013. Sua estrutura interna compreende cinco áreas: engenharia e pesquisa; produção, gerenciamento de contratos e suprimentos; qualidade; e comercial.

No mercado de hidrociclones, a empresa atua desde 2006. A capacitação tecnológica para a produção do hidrociclone Petrobras foi adquirida através da incorporação da equipe técnica da Zimec, uma antiga fornecedora que participou do processo de capacitação tecnológica da Petrobras para os fornecedores nacionais na década de 1980. Quando, em 2005, a multinacional Weatherford comprou a Zimec, as áreas voltadas aos hidrociclones foram desativadas. No entanto, o antigo presidente da Zimec identificou na Fap potencial para fabricação daquele equipamento e propôs à diretoria desta última que investisse em sua fabricação. A equipe de hidrociclones da Zimec foi contratada pela Fap e conseguiu difundir o conhecimento necessário para o desenvolvimento, fabricação e comercialização de hidrociclones; hoje, possui cerca de 30% do mercado desse equipamento e o restante pertence à Techlabor.

Apesar de sua relevante participação no mercado de hidrociclone Petrobras, a empresa reconhece que a trajetória tecnológica dos hidrociclones encapsulados é a dominante no mercado e que não possui o conhecimento necessário ao desenvolvimento, fabricação e comercialização dessa tecnologia. Assim, a Fap tem procurado adquirir essa capacitação de diversas formas, mas ainda não obteve sucesso.

Por volta de 2010, a empresa, através de sua área de engenharia e pesquisa, aproximou-se da equipe do Cenpes responsável por hidrociclones com o objetivo de desenvolver um projeto conjunto voltado ao envasamento de *liners* Petrobras. No entanto, o desenvolvimento de projetos pela Petrobras obedece a um rigoroso processo interno no qual a área de materiais é responsável pela formalização dos contratos e somente após a alocação de recursos e definição de responsabilidades, direitos, obrigações e contrapartidas, o projeto é desenvolvido.

A Fap, apesar de ter formalizado pedido de desenvolvimento do projeto junto à área de materiais da Petrobras, não obteve respostas. Dessa forma, a interação com a petroleira não passou de algumas conversas informais com a equipe do Cenpes e as informações obtidas foram insuficientes para que a empresa adquirisse o conhecimento necessário para produzir os hidrociclones encapsulados. Mesmo assim, a empresa tentou projetá-los e construiu alguns protótipos, mas abandonou o projeto por considerar a lentidão em que as etapas eram realizadas, os resultados insuficientes obtidos e seu elevado custo.

Observa-se que a empresa buscou uma estratégia de capacitação semelhante à realizada pela Zimec no passado através de uma parceria tecnológica com a petroleira. Esse comportamento é natural, uma vez que a equipe da Zimec que obteve êxito na experiência anterior foi incorporada pela Fap. Além disso, considerando o porte tecnológico e financeiro do fornecedor nacional, o compartilhamento dos custos de P&D e a redução dos riscos gerada pela maior certeza de fabricar um produto adequado e confiável devido à presença da petroleira no projeto são fatores que fazem dessa parceria uma grande vantagem para a Fap.

No entanto, essa relação depende também do interesse da petroleira, o que não ocorreu. O distanciamento da cadeia fornecedora, principalmente da nacional, devido à contratação através de epcistas mostra que a Petrobras afinou ainda mais seu processo de busca de parcerias com vistas ao desenvolvimento tecnológico. Além disso, a realização de compras através dos epcistas e a existência de um grupo de fornecedores externos de hidrociclones encapsulados garantem a aquisição desses equipamentos a preços competitivos. Assim, em um momento em que a empresa possui o desafio de adaptar e desenvolver tecnologias para E&P do pré-sal e o cenário macroeconômico internacional não é favorável, intensificando o foco na redução de custos, é natural que a empresa realize alguns trade-offs tecnológicos e o papel indutor do desenvolvimento nacional seja relegado ao segundo plano.

Após essa experiência, a Fap iniciou uma parceria com a FLSmidth. A empresa multinacional, devido às exigências da política de conteúdo local, estava procurando um parceiro para entrar no mercado brasileiro de hidrociclones e flotores. A assinatura

de um contrato de parceria tecnológica com a FLSmidth foi a nova estratégia encontrada pela fornecedora nacional para conseguir capacitação nessas duas tecnologias. Segundo a empresa, as vantagens dessa parceria seriam ainda maiores, pois garantiria grandes oportunidades de inserção no mercado, já que os epcistas contratam o fornecimento do pacote: hidrociclones e flotadores. Para o fornecedor nacional, a atuação dos epcistas é um limitador à expansão da empresa, pois a compra de pacotes tecnológicos exige um esforço ainda maior.

As expectativas de ambos os agentes, no entanto, não estavam alinhadas. O interesse da FLSmidth restringia-se a conseguir um fabricante nacional capaz de produzir sua linha de produtos e a Fap almejava muito mais. A fornecedora nacional esperava que sua parceira prestasse toda a assessoria tecnológica principalmente nas fases de dimensionamento - fase bastante crítica que impacta todo o custo do projeto -, de fabricação - que envolve conhecimentos associados ao planejamento da produção, à inspeção da produção e ao teste do equipamento - e de pós-venda, auxiliando-a em possíveis problemas com os hidrociclones. Ademais, esperava adquirir experiência na fabricação e comercialização dessa tecnologia, que ainda era nova para a empresa, o que possibilitaria desenvolver seu projeto de envasar os hidrociclones Petrobras.

A parceria não se mostrou promissora, pois no momento em que a Fap entrou numa disputa para fornecer hidrociclones encapsulados, a multinacional foi totalmente ausente. A FLSmidth realizou a fase de dimensionamento sozinha, sem acompanhamento da Fap, e o custo do projeto ficou muito elevado. Assim, por perceber que a multinacional não iria assessorar a empresa da forma como desejava, o contrato foi cancelado. Vale ressaltar que, apesar da parceria ser formalizada, as cláusulas do contrato com as contrapartidas e obrigações de cada parte certamente não estavam claras permitindo que cada empresa as interpretassem de acordo com suas expectativas.

Apesar do insucesso nas parcerias para capacitação tecnológica dos hidrociclones encapsulados, a Fap considera que possui recursos humanos e estrutura física capaz de desenvolver projetos inovativos relacionados a essa tecnologia aumentando o estoque de conhecimento através do aprendizado gerado pelas novas atividades. Na

área de engenharia e pesquisa da empresa há 5 funcionários, sendo dois engenheiros com mestrado e 3 projetistas de nível técnico, que trabalham com engenharia de produto - envolve design do equipamento, tipo de material, peças e componentes - e de processo - como pegar o projeto do produto e fabricá-lo, definindo se o processo de fabricação será usinagem, fundição ou caldeiraria. A empresa também possui certificação International Organization for Standardization (ISO), além de uma área de qualidade que trabalha exclusivamente com a gestão dos processos de modo a garantir a manutenção de seus padrões de qualidade certificados.

Segundo a empresa, a opção pelo processo de usinagem para a fabricação de *liners* de hidrociclones Petrobras ocorreu porque os custos do processo de fundição aqui no Brasil são relativamente maiores que em outros países devido à dificuldade de fornecimento de aço duplex e superduplex. Como a demanda por hidrociclones é descontínua e não ocorre em grandes volumes, o gargalo no fornecimento torna o processo de usinagem economicamente viável. Outros fatores que motivaram a escolha do processo de usinagem foram: melhor adequação ao design da geometria dos *liners* e os *liners* Petrobras possuem várias geometrias. No entanto, para a produção dos hidrociclones encapsulados a empresa não descarta a utilização do processo de fundição ou mesmo um processo misto, envolvendo usinagem e fundição.

Aproveitando-se dessa estrutura produtiva e de sua equipe de engenharia e de pesquisa, a Fap está tentando mais uma vez se engajar em uma parceria com uma empresa multinacional especialista no fornecimento de tecnologias de processamento primário, a Ascom Separation.

Dentre as vantagens advindas da localização no Rio de Janeiro, a empresa destaca a proximidade com o seu maior cliente, a Petrobras, e com o restante do mercado *offshore*. Segundo a empresa, a Petrobras é responsável diretamente por aproximadamente 40% do seu faturamento; quando é considerada a venda de componentes para outras empresas que fornecem para a Petrobras, esse percentual sobe para 90%. Por outro lado, as maiores desvantagens que a empresa enfrenta são o alto custo da matéria-prima e dificuldades de acesso às linhas de financiamento disponíveis.

### 3.5.1.3.2 Delp Engenharia

A Delp Engenharia é uma fornecedora nacional com sede em Minas Gerais que possui 856 funcionários e atua no mercado de bens de capital desde 1965. A empresa desenvolve e implementa projetos desde a engenharia básica e detalhamento até a fabricação e entrega dos equipamentos concentrando-se nos mercados de óleo e gás, geração de energia, indústria e serviços, sendo o mercado de óleo e gás o mais representativo para o faturamento da empresa. Nos últimos cinco anos, esse mercado respondeu por mais de 50% do faturamento total da Delp.

Atualmente a empresa possui duas fábricas de grande porte, uma em Contagem e a outra em Vespasiano, para fabricação de equipamentos caldeirados e usinados, realiza serviços em aços do tipo carbono, inoxidável, cromo, molibdênio, cladeado, duplex e superduplex. A Delp também possui certificação ISO 9.001, adota o Modelo de Excelência de Gestão (MEG) certificado pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) e é fornecedora qualificada pela ONIP e pela Petrobras. Seus investimentos foram da ordem de R\$ 17 milhões em 2011 e R\$ 10 milhões em 2012. Os investimentos em P&D corresponderam entre 1,5% e 2% do faturamento anual nos últimos cinco anos.

A empresa ainda não atua no mercado de hidrociclones, embora já possua grande experiência na produção de outros equipamentos e componentes para a indústria de óleo e gás, como componentes para ANM, vasos de pressão, estacas de sucção e outros. Vale destacar que entre esses equipamentos encontram-se alguns que fazem parte das plantas de processamento primário de petróleo, como os separadores e tratadores eletrostáticos.

Em seu planejamento estratégico, a Delp estabeleceu como um dos objetivos o desenvolvimento e capacitação em processamento primário de petróleo, área em que os hidrociclones estão inseridos. O projeto com hidrociclones visa dar continuidade aos projetos iniciados para capacitação em centrífugas *deoilng* e *dewatering* que se encontram em pleno desenvolvimento via termo de capacitação com a UNIFEI. Devido ao elevado grau de similaridade de conhecimentos associados às tecnologias de



processamento primário, a capacitação tecnológica para produção de tratadores eletrostáticos e centrífugas, por exemplo, confere à empresa vantagens competitivas para a produção de hidrociclones.

Como já foi mencionado, a Delp realiza investimentos em P&D da ordem de 2% do seu faturamento anual. Além disso, as equipes de engenharia e de P&D têm sido treinadas e qualificadas em processamento primário de petróleo tanto na Petrobras como na UNIFEI. Segundo a empresa, essas duas equipes são as principais fontes de informação interna que auxiliam no desenvolvimento dos hidrociclones. As principais fontes de informação externa são a Petrobras, a UNIFEI e a Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG).

O que fica claro na estratégia de capacitação da Delp é que a empresa entende que a capacitação de sua equipe interna e o aprendizado acumulado por essa equipe são essenciais para que ela possa interagir com os agentes externos, assimilar conhecimentos desses agentes e produzir novos conhecimentos junto a eles.

Diferentemente da Fap do Brasil, a grande parceira da Delp no desenvolvimento dos hidrociclones tem sido a UNIFEI. A empresa, apesar de reconhecer que a demanda da Petrobras é importante para estimular o desenvolvimento tecnológico, considera a universidade como sua mais importante parceira, que lhe fornece os subsídios técnicos e experimentais para fabricação e validação dos projetos executados. A Delp não tem buscado parcerias com concorrentes com vistas a complementar seu processo de aprendizado. A aquisição de equipamentos como o LDA, crucial para o estudo da fluidodinâmica do escoamento, também faz parte da capacitação da empresa para o desenvolvimento dos hidrociclones.

Dentre as vantagens apontadas pela Delp trazidas pela sua localização estão: proximidade dos fornecedores, dos clientes e das universidades; disponibilidade de infraestrutura de energia e transporte; disponibilidade de mão de obra técnica qualificada. Dentre as desvantagens, a empresa cita o elevado custo da mão de obra, a dificuldade de liberação pelos órgãos públicos dos meios de produção para fabricação de bens não seriados e o exíguo incentivo fiscal para pesquisa, desenvolvimento e inovação (PDI).

### 3.5.2 Parcerias entre empresas e universidades

Na década de 1980, o CENO da USP foi o grande parceiro da estatal no desenvolvimento dos *liners* Petrobras. Além dessa equipe, o Cenpes reconhece que existe na USP um grupo de engenharia química especializado em separação de fases que possui conhecimentos relevantes para o desenvolvimento dos hidrociclones.

Quando a Petrobras estava desenvolvendo, em meados dos anos 2000, hidrociclones para tratamento de água com maiores teores de óleo, a presença da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) no desenvolvimento do projeto foi essencial. O estudo da fluidodinâmica do escoamento dentro do *liner* é imprescindível para a realização de simulações numéricas e para a escolha de geometrias adequadas para a construção dos protótipos e a PUC-RJ possuía conhecimentos na utilização e interpretação dos dados do PIV - instrumento utilizado nesse estudo.

A Fap, apesar de não estabelecer parcerias diretas com universidades em relação aos hidrociclones, possui contrato formal de prestação de serviços com uma empresa que foi fundada dentro da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para a realização de simulações numéricas relevantes para o dimensionamento dos receptores de curvatura (acessório dos umbilicais). O fornecedor nacional reconhece o potencial da equipe de mecânica de fluidos da UFRGS, que poderá auxiliá-lo nas simulações necessárias na fase de desenvolvimento de um hidrociclone.

Apesar disso, a empresa se queixa do distanciamento das universidades. Em geral, as empresas não conhecem as linhas de pesquisa desenvolvidas pelas universidades e, portanto, não conseguem avaliar qual universidade é adequada para compreender e suprir suas necessidades. A Fap estabeleceu contatos informais com a UFRGS e tomou conhecimento recentemente, através de contatos informais com os pesquisadores do Cenpes, do potencial da UNIFEI.

De fato, a UNIFEI é a universidade que tem se destacado no cenário nacional quando o assunto é hidrociclone ou outras tecnologias de processamento primário. A

Petrobras recorreu e recorre à UNIFEI não só para auxiliá-la em projetos de desenvolvimento de novas tecnologias, mas também quando a equipe do Cenpes necessita de subsídios para resolver problemas operacionais e realizar testes nos hidrociclones.

O Núcleo de Separadores Compactos (Nusec) da UNIFEI iniciou suas atividades com o desenvolvimento de centrífugas e, na sequência, sua atuação foi ampliada para o desenvolvimento de flotadores e hidrociclones focando sua linha de pesquisa na geração e caracterização de emulsões. O início das relações entre UNIFEI e Petrobras data da década de 80 quando foi realizado um projeto de desenvolvimento de turbinas eólicas. No entanto, somente em 1996 é que o grupo que atualmente constitui o Nusec realizou o primeiro projeto na área de processamento primário em parceria com a equipe do Cenpes, esse projeto visava o desenvolvimento de uma centrífuga de fluxo contínuo para o tratamento de água. Após esse projeto, mais cinco foram desenvolvidos na área de processamento primário antes do primeiro projeto envolvendo hidrociclone. Essas experiências entre a estatal e a universidade foram determinantes para que a Petrobras escolhesse a UNIFEI para auxiliá-la no solucionamento de problemas e na criação de inovações relacionadas aos hidrociclones.

O primeiro projeto envolvendo hidrociclone iniciou em setembro de 2005 e tinha como objetivo a construção de um laboratório móvel para testes desse equipamento. A divisão das atividades nesse projeto ocorreu da seguinte forma: o projeto conceitual do laboratório foi desenvolvido conjuntamente entre a UNIFEI e o Cenpes, enquanto o projeto executivo e a construção do laboratório móvel ficaram sob responsabilidade exclusiva da universidade. Esse laboratório móvel tem capacidade de gerar emulsões de modo controlado e alimentar os *liners* a serem testados, sendo possível utilizá-lo tanto em testes de campo como em testes laboratoriais.

O quadro 6 resume os projetos desenvolvidos entre a Petrobras e a UNIFEI voltados aos hidrociclones para tratamento de águas oleosas. Esses projetos envolvem testes para verificação do desempenho dos hidrociclones que estão em operação nos campos da Petrobras, estudos de comparação de hidrociclones de diferentes empresas fornecedoras, estudos computacionais para análise do escoamento do fluido,

desenvolvimento de válvulas e outras pesquisas. Isso mostra que a Petrobras, em parceria com a UNIFEI, tem realizado um trabalho contínuo de monitoramento e desenvolvimento tecnológico onde se destaca o aprendizado por busca.

Projeto	Objetivo	Período de Vigência
Projeto e construção de skids de testes para hidrociclones	Projetar e construir skids para testes de hidrociclones formado por dois módulos e um rack de acionamento e executar testes básicos e ajustes que garantam seu funcionamento.	set/2005 a jun/2007
Estudo experimental do desempenho de válvulas ciclônicas	Verificar experimentalmente os efeitos sobre as dimensões das gotas de uma emulsão, quando de sua passagem através de uma válvula especial chamada de válvula ciclônica desenvolvida no laboratório.	jan/2007 a jun/2008
Projeto e construção de hidrociclones para tratamento de águas produzidas com alto e médio teor de óleo.	Realizar o projeto mecânico, desenhos construtivos e a construção de uma família de hidrociclones	fev/2008 a jun/2008
Estudo experimental e computacional da evolução da distribuição do tamanho de gotas de emulsões em separadores	Realização de estudo experimental e por métodos numéricos da evolução das gotas das fase dispersa sob regimes de escoamento laminar e turbulento e ainda submetidas a campos centrífugos	jan/2007 a dez/2010
Desenvolvimento de tecnologia para fabricação e testes de flutadores centrífugos	Projetar e construir com base em requisitos de operação um laboratório móvel para testes de flutador centrífugo, formado por dois módulos e um rack de acionamento e executar testes básicos e ajustes que garantam seu funcionamento.	jan/2009 a nov/2013
Estudo de desempenho e caracterização de hidrociclones	Desenvolver estudos de avaliação de desempenho de hidrociclones para tratamento de águas oleosas e de caracterização do campo de funcionamento desses hidrociclones.	mar/2009 a dez/2013
Verificação experimental sobre se a recirculação de água oriundo da saída de água do hidrociclone para a sua entrada interfere no rendimento da separação	Realização de testes para verificar experimentalmente o efeito da recirculação do líquido de saída no comportamento do hidrociclone	set/2010 a abr/2011
Realizações de testes com o objetivo de caracterizar o comportamento dos liners de hidrociclones utilizados no SSAO-Marlin	Conhecer melhor o comportamento do conjunto de hidrociclones que foi empregado no SSAO- Marlin realizando testes em laboratório para: a) Obter informações a respeito da variação do rendimento de separação do conjunto ST1 e ST2 frente a variações de algumas condições operacionais; e b) Verificar o comportamento do conjunto operando com recirculação e injeção de gás na entrada do conjunto	mar/2011 a out/2011
Desenvolvimento de tecnologia ciclônica para separação de fases e controle de fluxo	Elaborar o projeto básico e o detalhado de um sistema ciclônico de separação adequado para aplicações em unidades de produção. A documentação gerada deve ser suficiente para permitir que uma indústria do segmento de caldeiraria e montagem seja capaz de fornecer a unidade completa. Realizar estudos e experimentos visando à melhoria de desempenho de um novo tipo de válvula que é capaz de controlar um fluxo bifásico sem contribuir significativamente para a geração de emulsões.	set/2011 a mar/2014
Estudos comparativos entre os hidrociclones da Cyclotech e da Vortoil	Obter as características operacionais para um hidrociclone Cyclotech B-20 da M-I Swaco e compará-las com as de um hidrociclone Vortoil da CAMERON.	nov/2011 a abr/2012
Teste o do Skid ciclônico adquirido pela Petrobras da FMC Technologies	Contribuir com o processo de qualificação do skid ciclônico adquirido pela Petrobras da FMC Technologies	set/2012 a mar/2013

Quadro 6 – Projetos desenvolvidos em conjunto por Petrobras e UNIFEI.

Fonte: Elaboração própria.

Esses projetos somam cerca de R\$ 12 milhões e a Petrobras também contribuiu para a construção de infraestrutura física e para a aquisição de equipamentos, utilizados de modo compartilhado no desenvolvimento das tecnologias de processamento primário, com investimentos da ordem de R\$ 5 milhões.

Com relação ao pré-sal, a equipe da UNIFEI que estuda os equipamentos de processamento primário tem realizado pesquisas acerca de: materiais mais resistentes; aplicação de materiais poliméricos e cerâmicos; alteração na geometria para tornar os equipamentos de separação mais adequados às novas condições operacionais. Segundo o coordenador da equipe, as motivações para esses estudos advêm tanto da Petrobras como da continuidade de trabalhos desenvolvidos pela universidade e, portanto, se colocam como temas naturais de pesquisa. A equipe, como mostra o quadro 7, é altamente qualificada e 41% dos seus membros possuem doutorado ou mestrado.

Nível de Qualificação	Formação	Número de Pessoas
Doutorado	Engenharia Mecânica	3
Mestrado	Engenharia Mecânica	2
Graduação	Engenharia Mecânica e Engenharia de Produção	5
Técnico	Mecânica	2

Quadro 7 – Perfil profissional do Nusec-UNIFEI.

Fonte: Elaboração própria.

As relações entre a UNIFEI e a Petrobras têm contribuído para a ampliação de pesquisas na área de processamento primário. Nesse sentido, após os projetos desenvolvidos com a Petrobras, foram realizados diversos trabalhos de graduação e de iniciação científica e duas dissertações de mestrado. Além disso, os laboratórios do Nusec passaram a disponibilizar estágios para alunos de graduação e técnicos.

Quanto ao relacionamento entre a UNIFEI e os fornecedores externos, a única empresa a estabelecer algum tipo de contato com essa universidade foi a holandesa Ascom, para a qual o Nusec realizou testes de desempenho em um *liner* de hidrociclone em 2012. Não se observa a realização de atividades de pesquisa e desenvolvimento conjuntas entre ambos e a relação desenvolvida assume

características típicas de prestação de serviço. Isso mostra que os fornecedores externos têm se aproximado das universidades com vistas somente à redução dos seus custos de P&D não estabelecendo relações mais profundas de troca de conhecimento.

A Delp, por ser empresa de engenharia, está habituada a recorrer às universidades de Minas Gerais para capacitar seus empregados e para desenvolver projetos de P&D conjuntos. A presença da UNIFEI em Minas Gerais e sua proximidade da fornecedora nacional foi citada pela própria empresa como uma das vantagens de sua localização. De fato, estar próximo do principal agente difusor de conhecimento científico sobre hidrociclones possibilita à empresa reduzir seus custos de treinamento, aumentar as possibilidades de compartilhamento de estruturas de pesquisa, além de estabelecer relações de confiança e códigos próprios daquele grupo.

Apesar de possuir contato com a UNIFEI há mais de três anos, através do compartilhamento de conhecimentos entre os profissionais que se capacitaram na universidade e o Nusec, somente em 2012 a Delp passou a adotar contratos formais de compartilhamento de pesquisas com essa universidade. O primeiro termo de cooperação assinado visava, como já mencionado, o desenvolvimento de centrífugas *deoilng* e *dewatering*.

Assim, para a Delp, o aprendizado por busca através de interações com a UNIFEI tem sido o principal tipo de aprendizado que tem contribuído para o desenvolvimento dos hidrociclones. A fornecedora nacional firmou um termo de cooperação com a universidade para auxiliá-la no projeto de hidrociclones encapsulados que está sendo desenvolvido com o apoio financeiro do programa Inova Petro.

### **3.5.3 Instituições e políticas públicas de apoio**

Dentre as políticas de apoio ao desenvolvimento tecnológico dos fornecedores nacionais de hidrociclone, a que merece destaque no cenário atual é o programa Inova Petro. Esse programa é uma iniciativa conjunta da Finep e do BNDES com o apoio técnico da Petrobras para fomentar projetos que contemplem pesquisa,

desenvolvimento, produção e comercialização de produtos, processos e serviços inovadores visando o desenvolvimento de fornecedores da indústria do petróleo e gás contribuindo para a política de conteúdo local e para a competitividade da indústria nacional (BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL, 2013).

A divisão de responsabilidades dentro do programa ocorre da seguinte forma: a Finep e o BNDES disponibilizam uma combinação de recursos reembolsáveis e não reembolsáveis que somam R\$ 3 bilhões, avaliam a consistência dos Planos de Negócios e realizam as análises jurídicas de crédito e de garantias; e a Petrobras contribui com a definição dos principais temas que apresentam desafios tecnológicos e que têm um maior potencial de desenvolvimento no país, realiza a análise técnica dos projetos, fornece apoio técnico aos fornecedores com vistas a reduzir os riscos de desenvolvimento e analisa os Planos de Negócios podendo garantir demanda futura.

A escolha das empresas habilitadas para concessão da linha de financiamento é realizada através de seleção pública que limita o apoio financeiro às empresas ou grupos brasileiros (inclui fornecedores nacionais e externos sediados no Brasil) com Receita Bruta Anual (ROB) superior à R\$ 16 milhões. O valor do financiamento estipulado é de até 90% do valor do projeto e, em alguns casos, até 20% do valor financiado pela Finep poderá ser subvencionado. As cinco etapas dessa seleção são:

- i) manifestação de interesse, na qual as empresas realizam o cadastro e enviam o projeto de desenvolvimento tecnológico dentro das áreas temáticas estabelecidas na seleção pública;
- ii) seleção das empresas através de avaliação da viabilidade dos projetos e da consistência com os objetivos estratégicos da empresa, análise da capacidade empreendedora, financeira, técnica e gerencial e análise do conteúdo local do produto final do projeto. Após a seleção das cartas de manifestação de interesse, a Petrobras apresenta as especificações funcionais mínimas de cada tecnologia para que as empresas apresentem seus Planos de Negócios;
- iii) apresentação dos Planos de Negócios e da documentação jurídica, de crédito e de garantia;

- iv) seleção dos Planos de Negócios tomando como parâmetros aderência temática, conteúdo local, inovação, viabilidade técnica e comercial, gestão e governança, geração de empregos qualificados e sustentabilidade; e
- v) estruturação do plano de suporte conjunto, onde o BNDES e a Finep definem o instrumento financeiro que mais se adequa a cada tipo de projeto.

O quadro 8 identifica os fornecedores de hidrociclone que tiveram seus projetos pré-selecionados após a manifestação de interesse e aqueles que conseguiram o financiamento ofertado pelo programa após a análise dos seus Planos de Negócios. Como pode ser observado, dentre as empresas que tiveram projetos pré-selecionados somente a metade terá seus Planos de Negócios financiados pelo programa; dentre essas empresas, encontram-se duas nacionais que possuem vocação em engenharia de base, Radix e Delp, e um fornecedor externo, a FMC.

<b>Empresas Selecionadas Após Manifestação de Interesse</b>	<b>Empresas Selecionadas Após Análise do Plano de Negócios</b>
Axxo Construtora Ltda.	
Delp Engenharia Mecânica Ltda	Delp Engenharia Mecânica Ltda
FMC Technologies do Brasil Ltda.	FMC Technologies do Brasil Ltda.
Jaraguá Equipamentos Industriais Ltda.	
Radix Engenharia e Desenvolvimento de Software Ltda.	Radix Engenharia e Desenvolvimento de Software Ltda.
Tecvix Planejamento e Serviços Ltda.	

Quadro 8 – Empresas selecionadas no programa Inova Petro – diferentes etapas.  
Fonte: Elaboração própria a partir de Finep (2013).

Apesar do programa Inova Petro estar em fase de desenvolvimento, de modo que não se pode ainda avaliar os resultados gerados pelos projetos desenvolvidos em seu seio, algumas avaliações já podem ser realizadas no que tange ao modelo de elaboração da política e à importância que esse programa tem para o sistema de inovação tecnológico dos hidrociclones.

A Fap é uma antiga fornecedora de hidrociclones Petrobras e ainda procura, através de parcerias com concorrentes, obter capacitação tecnológica para desenvolver, fabricar e comercializar hidrociclones encapsulados. Apesar de fazer parte da lista de fornecedores qualificados da estatal, a empresa alega não ter obtido informações sobre o programa Inova Petro em tempo hábil para conseguir manifestar



seu interesse. De certa forma, isso mostra uma falha de elaboração da política, pois, se ela pretende ser efetiva precisa inicialmente ser conhecida por seu público alvo.

Considerando que a Petrobras é a grande demandante dessa tecnologia no mercado nacional e também está envolvida no programa, as empresas presentes no cadastro de fornecedores da estatal deveriam ter sido incluídas na estratégia de comunicação do Inova Petro. Essa falha na elaboração da política se reflete na alegação desse fornecedor nacional acerca da escassez e da dificuldade de financiamento de suas atividades, principalmente as inovativas.

Apesar disso, o programa tem se mostrado estratégico para o sistema de inovação tecnológico dos hidrociclones do ponto de vista de diversos agentes. Pelo lado da Petrobras, tem permitido que a empresa dê continuidade, em um momento crítico, a suas atividades de monitoramento e desenvolvimento tecnológico. O Cenpes reconhece a descontinuidade de alguns projetos relacionados aos hidrociclones devido à mudança de algumas prioridades da empresa face ao pré-sal, o que é natural diante dos desafios que representa a exploração dessas novas jazidas. Dessa forma, a participação da estatal no Inova Petro faz com que ela estreite relações com os fornecedores principalmente através de apoio técnico nos projetos, o que permite acesso aos conhecimentos gerados sobre hidrociclones.

Pelo lado dos fornecedores externos, o programa tem sido uma grande oportunidade para as empresas ampliarem seu portfólio de produtos e se inserirem nos mercados de *revamp* aqui no Brasil. Apesar da FMC já ter tentado empreender alguns projetos de desenvolvimento tecnológico em parceria com a Petrobras, os departamentos jurídicos de ambas as empresas não chegaram a um acordo, o que, certamente, deve ter relação com a definição da propriedade intelectual no projeto. O Inova Petro tem sido uma oportunidade para o fornecedor adquirir informações junto à Petrobras, obter financiamento público e desenvolver projetos cuja propriedade intelectual será sua.

Por fim, pelo lado dos fornecedores nacionais entrantes no mercado de hidrociclones, como é o caso da Delp, o Inova Petro é considerado fundamental para viabilizar economicamente os atuais projetos requeridos pela indústria de óleo e gás. A

Delp encontrou nesse programa uma oportunidade de se aproximar da Petrobras e, através de parceria com a UNIFEI - universidade referência em processamento primário no Brasil -, desenvolver seu primeiro projeto de hidrociclones compreendido em seu planejamento estratégico.

Assim, percebe-se que essa política pública específica tem dado oportunidade aos fornecedores nacionais de se inserirem nas redes de relações da Petrobras com vistas ao desenvolvimento tecnológico dos hidrociclones, algo inédito até então. A importância dessa aproximação proporcionada por essa iniciativa é ainda maior se considerado o atual momento, em que a estatal está distante da cadeia de fornecedores devido à política de concentração de compras nas mãos dos epcistas, o que dificulta a obtenção de informações acerca do potencial inovativo dos fornecedores.

A inserção da Delp nas redes de relações da Petrobras com vistas ao desenvolvimento tecnológico reduz os riscos da inovação e pode aumentar o grau de confiança entre as empresas, o que ocorre caso o produto atenda às necessidades da empresa em termos de custo e qualidade. Com essa inserção, aumentam as chances para o fornecedor de garantia da demanda para seus novos produtos e de envolvimento em projetos posteriores com a petroleira.

A política de conteúdo local também tem impactos diferentes para cada tipo de agente. Pela ótica da Petrobras, tem contribuído para a redução de seus custos, além de dar maior rapidez aos processos de manutenção e pós-venda, que envolvem a participação direta dos fornecedores. Para a FMC, a política foi mais um incentivo, além da proximidade com a estatal, para a empresa deslocar sua estrutura de fabricação, de comercialização e um profissional da área de P&D relacionados à hidrociclone para o Brasil. A FMC demonstra não ter dificuldades de organizar sua cadeia de fornecedores para produzir hidrociclones, uma vez que se aproveita de uma cadeia pré-existente para a fabricação de outras tecnologias.

Para a Fap, a vinda das filiais de multinacionais para o país tem sido uma oportunidade para fechar parcerias com o intuito de adquirir capacitação no desenvolvimento e fabricação dos hidrociclones encapsulados. Mas a política em si não cria vantagens para que a empresa alavanque seu potencial inovativo, uma vez que as

parcerias com multinacionais já se mostraram bastante complicadas. Por último, para a Delp essa política protege a indústria nacional e representa um fórum de propagação das demandas da indústria do óleo e gás. A empresa tem alta capacidade inovativa e uma cadeia de fornecedores organizada, além de produzir insumos estratégicos que apresentam dificuldades de fornecimento no mercado nacional, como os aços duplex e superduplex. Dessa forma, a exigência de conteúdo local para uma empresa que não apresenta gargalos em seus processos produtivos passa a ser uma proteção.

Outra instituição que merece destaque nesse sistema de inovação é o CONAMA. É ela quem determina o limite do teor de óleos e graxas (TOG) presentes na água que podem ser descartados pelas plataformas de produção, regulamentado pela Resolução nº 393 de 2007 - a média mensal de TOG passou de 20 mg/L para 29 mg/L, com valores diários de no máximo 42 mg/L. O CONAMA também estabelece:

- i) os procedimentos que devem ser adotados no caso de superar os limites de TOG na água descartada estabelecidos em lei;
- ii) o método adotado para análise da água descartada;
- iii) a apresentação de programas com metas de redução;
- iv) os casos em que esses limites podem ser ultrapassados e quais as contrapartidas das petroleiras;
- v) o prazo e a finalidade do monitoramento da água descartada que as petroleiras devem realizar.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), por sua vez, fica responsável pela fiscalização e aplicação de multas, quando for o caso.

As limitações impostas pelo CONAMA interferem na trajetória tecnológica dos hidrociclones e até mesmo no surgimento de novos paradigmas. A atuação dos órgãos ambientais força as empresas a utilizarem tecnologias cada vez mais eficientes. Além disso, dadas as restrições ambientais, soluções tecnológicas completamente inovadoras tornam-se inviáveis.

Os hidrociclones “marinizados”, por exemplo, são inviáveis devido às dificuldades de fiscalização da água descartada no fundo do mar; ainda não existe conclusão acerca

da viabilidade econômica desse tipo de planta de tratamento. Uma solução para viabilizar seu uso seria restringir o destino da água para reinjeção no poço e a água para descarte continuaria sendo encaminhada para o *top side* com fins de tratamento.

Dentre as instituições financeiras que compõem esse sistema de inovação, podemos destacar a Finep e o BNDES. Ambas são consideradas relevantes pela FMC. A Fap se queixa da dificuldade de acesso ao crédito, o que é refletido na principal fonte de financiamento da empresa: o próprio capital (90%). Por outro lado, a Delp reconhece na Finep uma grande parceira para financiar seus projetos, sendo responsável por cerca de 90% do financiamento e por viabilizar o fluxo de caixa durante o processo de PDI.

Outras duas instituições que merecem destaque são o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI) de Minas Gerais e a FIEMG. Segundo a Delp, os cursos técnicos oferecidos pelo SENAI sempre estão em consonância com as necessidades da empresa, o que favorece a seleção de profissionais. A FIEMG é uma instituição que capta e distribui entre seus parceiros informações referentes à indústria do óleo e gás. A Delp tomou conhecimento do programa Inova Petro através da FIEMG e também é através dessa federação que a empresa é informada sobre diversas iniciativas como fóruns de discussões, seminários e estudos do setor, além do perfil do mercado de trabalho, dentre outros. A empresa também se sente à vontade em contatar a FIEMG em busca de quaisquer informações relevantes que a federação possa ter.

A desburocratização é uma sugestão de melhoria para as atuais políticas públicas que permeiam esse sistema de inovação. A Delp, por um lado, aponta uma burocracia excessiva das diversas etapas de prestação de contas nos financiamentos, além da lentidão das respostas dos órgãos públicos. A UNIFEI, por outro lado, sente falta de uma legislação que torne a atividade de pesquisa menos burocrática e com menores restrições, de modo que o pessoal técnico possa se concentrar na atividade técnica e não na atividade burocrática e administrativa.

### 3.6 OS TIPOS DE APRENDIZADO DOS AGENTES DO SISTEMA DE INOVAÇÃO

No que se refere aos hidrociclones, vários são os tipos de aprendizado que concorreram, desde a década de 1980, para o acúmulo de conhecimento da Petrobras nessa tecnologia.

O aprendizado pelo uso advindo da utilização dos hidrociclones da fornecedora externa Vortoil pelos profissionais do E&P gerou uma base de conhecimento importante para que a estatal pudesse desenvolver outro tipo de aprendizado ao desenvolver os hidrociclones Petrobras na década de 1980: o aprendizado por imitação. Através de um projeto envolvendo a equipe de E&P, o Cenpes, e o CENO-USP, a Petrobras juntamente com a universidade produziu conhecimento para reproduzir a tecnologia então existente.

O aprendizado por busca, que compreendeu a realização de estudos pelas equipes da Petrobras e da USP para introdução de melhorias nos hidrociclones, foi importante para que a empresa adquirisse conhecimento e pudesse patentear um hidrociclone próprio, novo para o mercado, que ficou conhecido como 'hidrociclone Petrobras'.

É importante destacar que o aprendizado por busca realizado dentro do Cenpes e em parceria com a universidade, principalmente a UNIFEI, foi e tem sido o principal tipo de aprendizado para que a empresa consiga dar soluções tecnológicas para problemas que aparecem na operação dos hidrociclones e monitorar o desenvolvimento dessa tecnologia no mercado.

Outros tipos de aprendizado que podem ser citados são:

- i) o aprendizado por interação com fornecedores, adquirido tanto através dos contratos de transferência tecnológica da década de 1980, como também por meio das trocas de informações acerca de novas soluções tecnológicas adquiridas pela estatal dos fornecedores externos (FMC, por exemplo); e
- ii) o aprendizado por cooperação, apropriado através de projetos multiclientes realizados entre Petrobras, Kverner, universidades e outros concorrentes para o

desenvolvimento de hidrociclones para tratamento de água com maiores teores de óleo.

Quanto aos fornecedores analisados na pesquisa de campo, destacam-se formas distintas de aquisição de aprendizado para a fabricação de hidrociclones. Na Fap destaca-se o aprendizado por interação com a Petrobras. A equipe da antiga Zimec, integrada pela Fap, adquiriu a expertise para a fabricação de hidrociclones através do acordo de transferência tecnológica na década de 1980.

Para a fabricação de hidrociclones encapsulados, a empresa nacional apostou em 2010 na aquisição de conhecimento através de contratos formais com concorrentes (fornecedores externos). No entanto, como foi exposto, essa busca por aquisição de conhecimento não obteve sucesso por divergências de interesses entre as empresas envolvidas. A Fap queria que a empresa estrangeira lhe transferisse o conhecimento necessário para a fabricação dos hidrociclones e o fornecedor externo buscava uma mera fabricante dos seus produtos aqui no Brasil.

Na verdade, existem alguns critérios para que o aprendizado por cooperação entre duas empresas concorrentes ocorra. Alguns deles são: cada firma deve saber identificar qual conhecimento deseja adquirir do seu parceiro; a empresa deve avaliar se possui capacitação tecnológica para apreender o conhecimento que pretende adquirir do parceiro; deve existir confiança entre os parceiros devido às informações estratégicas trocadas; possibilidade de retornos financeiros para ambos os agentes; definição clara do papel de cada agente dentro dessa relação, etc.

Como pôde ser observado, para satisfazer esses critérios faz-se necessária muita clareza por parte de cada agente acerca dos conhecimentos possíveis de serem extraídos de um acordo cooperativo e da real capacidade da firma em adquiri-los – o que não é algo fácil e simples. Assim, devido a uma análise equivocada em alguns desses aspectos, a Fap não obteve sucesso no seu acordo com a FLSmith.

Empresa	Principais Tipos de Aprendizado	Acordos de Cooperação com Universidades	Localização das Universidades	Estrutura e Equipe de P&D em Hidrociclones	Localização da Estrutura e Equipe de P&D em hidrociclones
Fap	Aprendizado por interação	Não	-	Não	-
Delp	Aprendizado por busca e aprendizado por interação	Sim	Brasil	Sim	Brasil
FMC	Aprendizado por busca e aprendizado por interação	Sim	Exterior	Sim	Exterior

Quadro 9 – Capacitação tecnológica dos fornecedores para fabricação de hidrociclones.

Fonte: Elaboração própria a partir das entrevistas constantes nos Anexos.

A Delp tem acumulado conhecimento para fabricação dos hidrociclones através do aprendizado por busca que vem sendo adquirido por meio de contratos de parceria de pesquisa entre a equipe de P&D da empresa e a UNIFEI. Além de uma equipe técnica qualificada, a empresa conta com laboratório de P&D e tem realizado investimentos em infraestrutura física de P&D (como a aquisição de equipamento importante para realização de testes nos hidrociclones). O aprendizado por interação com a estatal ocorreu através do treinamento e qualificação da equipe da Delp em processamento primário de petróleo nas dependências do Cenpes-Petrobras (tanto no Rio de Janeiro quanto em Aracajú - planta 5P).

Na FMC destacam-se os mesmos tipos de aprendizado da Delp: aprendizado por busca em parceria com universidade e aprendizado por interação. No entanto, os atores que auxiliam a multinacional na aquisição de conhecimento divergem daqueles que auxiliam o fornecedor nacional quanto à natureza e à localização.

O aprendizado por busca na FMC é adquirido por meio dos acordos de cooperação de pesquisa entre sua equipe de P&D, situada na Holanda, e universidades holandesas. A equipe de P&D presente aqui no Brasil é restrita a uma pessoa que cumpre o papel de interlocutor entre a equipe de P&D holandesa e a Petrobras.

Toda a infraestrutura física de P&D utilizada pela FMC para o desenvolvimento de hidrociclones encontra-se no exterior. A empresa ainda não possui parceria tecnológica com universidades brasileiras para o desenvolvimento de hidrociclones e limita a interação com essas organizações ao uso das estruturas de testes das universidades e à contratação de mão de obra qualificada.

O aprendizado por interação é caracterizado pela troca de informações sobre soluções tecnológicas que a empresa desenvolve e que, posteriormente, são testadas por seus clientes. Nesse caso, a área comercial da empresa exerce o importante papel de coletar informações acerca de melhorias associadas às necessidades de cada cliente.

Com base no que foi apresentado nesse capítulo, a figura 6 representa os principais atores, instituições e políticas públicas que contribuem para a formação da base de conhecimento relacionada aos hidrociclones.

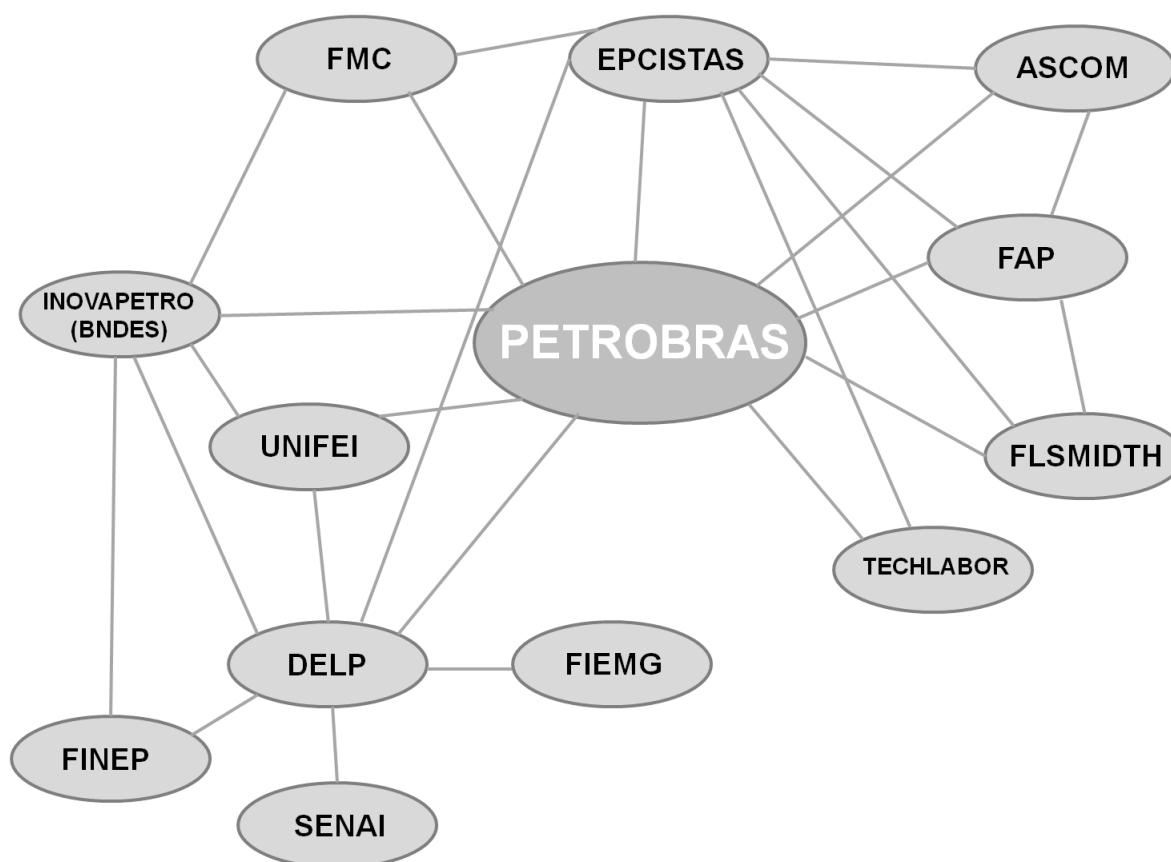


Figura 6 – Sistema de inovação sob o ponto de vista tecnológico: principais atores, instituições e políticas de apoio.

Fonte: Elaboração própria.



## CONCLUSÃO

Em relação estritamente ao mercado de hidrociclones para tratamento de águas oleosas, as descobertas do pré-sal não trouxeram uma previsão de vigoroso e imediato crescimento da demanda dessa tecnologia, visto que os hidrociclones atualmente utilizados nas plataformas do pré-sal são poucos e tecnicamente iguais aos utilizados no pós-sal devido à baixa produção de água nos novos campos exploratórios. Apesar disso, a Petrobras percebe como estratégico o fomento à capacitação tecnológica da cadeia de fornecedores locais (nacionais e externos) de hidrociclones devido:

- i) aos benefícios resultantes da proximidade com seus fornecedores, principalmente aqueles associados aos prazos de entrega e rapidez no atendimento pós-venda;
- ii) ao aumento do poder de barganha da petroleira na negociação de preços; e
- iii) à previsão de que haverá possíveis modificações a serem realizadas nessa tecnologia devido às novas características da água a ser tratada e, nesse caso, a participação dos fornecedores nesse desenvolvimento é importante para reduzir os riscos e os custos de pesquisa.

O fato de, por enquanto, o pré-sal demandar o uso de hidrociclones tecnicamente iguais aos utilizados no pós-sal cria um espaço de tempo para que os fornecedores nacionais adquiram a capacitação tecnológica necessária para produzir hidrociclones encapsulados e consigam posteriormente introduzir melhorias nessa tecnologia que possibilitem tratar um maior volume de água devido ao amadurecimento dos campos do pré-sal.

Destaca-se que a aquisição da capacitação tecnológica para a produção de hidrociclones encapsulados perpassa necessariamente pela aproximação desses fornecedores nacionais da estatal, principalmente na etapa de desenvolvimento do projeto na qual a aproximação com a petroleira reduz consideravelmente riscos e custos. No entanto, essa aproximação depende da vontade de ambos os agentes e não somente de um deles. No que se refere a esse impasse, existem duas óticas diferentes.

Sob a ótica dos fornecedores nacionais, esses precisam se inserir nas redes de aprendizado da Petrobras para reduzir seus riscos de desenvolvimento tecnológico e, principalmente, ganhar a confiança da estatal, que é imprescindível no fornecimento de equipamentos de produção *offshore* por necessitar de um alto grau de confiabilidade. É devido a esse último fator – a confiabilidade – que as relações entre a estatal e seus fornecedores tendem a ser estáveis e, portanto, a introdução de novos agentes no mercado tende a ser dificultada.

Assim, os fornecedores nacionais precisam brigar por um espaço nas relações de confiança da Petrobras, hoje ocupadas completamente pelos fornecedores externos, pois eles são os usuais fornecedores de hidrociclones encapsulados e estão constantemente procurando a estatal para participar de projetos que envolvem melhorias dessa tecnologia. Ocupar esse espaço no curto prazo será determinante para que os fornecedores nacionais não percam a janela de oportunidades que se abre com o pré-sal.

Sob a ótica da Petrobras, apesar de entender a importância do incremento da capacitação tecnológica dos fornecedores nacionais, o esforço da empresa em desenvolver projetos junto a esses fornecedores com vistas ao desenvolvimento tecnológico tem sido limitado por alguns fatores. A experiência da empresa com os Procap's revela que esse tipo de projeto possui alto custo de transação. Além disso, nos últimos anos, ao realizar compras "em pacotes" a empresa reduziu sua capacidade gerencial sobre a cadeia fornecedora, o que torna os custos de transação hoje ainda maiores. Some-se a isso o trade-off que a empresa enfrenta considerando uma diversidade de projetos de desenvolvimento tecnológico necessários à exploração de petróleo restritos por um orçamento limitado, fato que tem preterido os projetos relacionados aos hidrociclones.

Apesar desse impasse, a oportunidade de aproximação entre os atores nacionais e a petroleira tem sido proporcionada por um programa de iniciativa do BNDES e da Finep com o apoio da Petrobras: o Inova Petro. Esse programa tem permitido à Petrobras se aproximar dos fornecedores nacionais sem, no entanto, incorrer em custos de transação como avaliação de viabilidade financeira dos projetos, análises jurídicas,

de crédito e de garantias dos fornecedores, e outros custos que têm ficado sob responsabilidade das instituições financeiras. Assim, esse programa tem sido o principal elo entre os agentes que participam diretamente do processo inovativo dos hidrociclones.

Dentro da cadeia de fornecedores nacionais, observaram-se formas distintas de aquisição de capacitação tecnológica para a produção de hidrociclones encapsulados. Essas diferenças estão relacionadas:

- i) ao modo como tradicionalmente as empresas organizam suas rotinas com vistas ao acúmulo de aprendizado para produção de suas tecnologias; e
- ii) às especificidades do local em que essas firmas estão inseridas.

A Fap possui uma equipe qualificada para a produção de hidrociclones Petrobras. A capacitação dessa equipe ocorreu com a intensa participação da estatal que desenvolveu o projeto dessa tecnologia e o transferiu para essa equipe. Além disso, a Petrobras auxiliou e inspecionou as etapas de dimensionamento e fabricação do equipamento. Por outro lado, por não ser uma empresa de significativo porte econômico quando comparada aos seus concorrentes internacionais, a empresa dependeu e ainda depende do apoio da estatal para reduzir seus custos e garantir demanda para seus produtos.

Outra alternativa para adquirir capacitação tecnológica tem sido o estabelecimento de parcerias com fornecedores externos. Porém, essa estratégia não tem obtido êxito devido aos interesses divergentes entre a empresa, que demanda transferência tecnológica dos fornecedores externos, e seus parceiros, que enxergam na Fap um mero fabricante da sua tecnologia.

Essa empresa nacional também não possui tradição em desenvolver projetos em conjunto com as universidades e considera-se distante desses agentes. Além disso, possui pouco acesso às linhas de crédito e não reconhece outras instituições que possam apoiar o seu processo de aprendizado contribuindo como fontes de informação para a empresa.

A Delp, diferentemente, por ser uma empresa essencialmente de engenharia, está acostumada a desenvolver projetos com a universidade. Além disso, a universidade

que mais se destaca na produção de conhecimento na área de processamento primário e, conseqüentemente, em hidrociclones no Brasil está localizada próximo à essa empresa.

Outras instituições locais também são apontadas pela empresa como importantes para o seu processo inovativo. O SENAI, como formador de mão de obra qualificada para a empresa; a FIEMG, como instituição propagadora de informações relevantes acerca do mercado. A Finep destaca-se como agente financiador das atividades inovativas da empresa.

Percebe-se que os elos criados pela Delp dentro desse sistema de inovação têm sido maiores e mais fortes que os estabelecidos pela Fap. Esse fato foi, inclusive, determinante para que a Delp tomasse conhecimento do programa Inova Petro e pudesse aproveitar a oportunidade de se inserir nas redes de aprendizado da Petrobras e começar a desenvolver relações de confiança com a petroleira através de trocas de informações, que ocorrem no seio do programa Inova Petro, por meio da UNIFEI e entre Delp e Petrobras através da capacitação de profissionais do fornecedor pela petroleira.

Não há dúvidas que em Minas Gerais existe um sistema de inovação local e específico formado por vários agentes – dentre eles Delp, UNIFEI, Petrobras, FIEMG, SENAI, Finep – que concorrem para a produção, uso e difusão de conhecimentos em hidrociclones. Nesse sistema, a Delp apresenta vantagens competitivas que credenciam a empresa a se tornar uma potencial fornecedora de hidrociclones encapsulados para a Petrobras.

Apesar de não poder avaliar os resultados dos projetos desenvolvidos no âmbito do Inova Petro, pode-se afirmar que os fornecedores nacionais têm realizado esforço inovativo necessário para aproveitar as oportunidades surgidas com a produção do pré-sal e estão recebendo apoio institucional adequado que tem possibilitado a criação de elos importantes entre eles e a estatal para desenvolver relações de confiança. Essas relações, dadas as características dessa tecnologia, serão determinantes para que a estatal inclua os fornecedores nacionais nas suas redes de aprendizado para o

desenvolvimento dos novos hidrociclones para tratamento das águas provenientes do pré-sal no futuro.

Quanto às políticas públicas que permeiam esse sistema de inovação, sentiu-se ausência de políticas que consigam realmente diferenciar o fornecedor nacional e o fornecedor externo e apoiar somente o primeiro em detrimento do segundo. Observa-se nas políticas atuais, como a política de conteúdo local, por exemplo, uma falha na forma de atração do investimento estrangeiro direto. A instalação de fornecedores externos aqui no Brasil se deu sem nenhuma contrapartida de investimentos locais em P&D e sem obrigatoriedade de articulação desses agentes com seus concorrentes nacionais.

As filiais das multinacionais, como a FMC, encontram-se em posição privilegiada em relação aos fornecedores nacionais devido à sua experiência e aprendizado acumulados, que permitem que elas reduzam seus custos operacionais comparativamente aos seus concorrentes nacionais. A ausência de contrapartidas por parte dessa filial contribuiu para consolidar a posição dessa empresa no mercado de hidrociclones.

O Inova Petro é outra política que, por questões da legislação brasileira, não pode diferenciar o fornecedor nacional do fornecedor externo. Isso permite que empresas multinacionais se instalem no país, com toda a vantagem competitiva que já possuem devido ao aprendizado acumulado nessa atividade, e se beneficiem de recursos públicos para desenvolver tecnologia. Com isso, as empresas estrangeiras conseguem assegurar a propriedade intelectual dessa tecnologia sem gerar nenhum tipo de benefício significativo em termos de produção de conhecimento no país.

A disputa pela propriedade intelectual da tecnologia é comum entre as fornecedoras externas e a Petrobras. Com relação aos hidrociclones, o desentendimento entre o departamento jurídico da estatal e da FMC em relação aos direitos de propriedade impossibilitou o prosseguimento de projetos de desenvolvimento tecnológico. Esse impasse parece ter sido superado, pelo menos em parte, com a inserção da FMC no Inova Petro, pois nesse programa a Petrobras se compromete em prestar assessoria técnica aos participantes enquanto a propriedade intelectual da tecnologia desenvolvida é assegurada aos fornecedores.

As interações entre os fornecedores externos e as universidades brasileiras objetivam a realização de testes utilizando a estrutura dessas organizações. A troca de informações se limita à entrega dos resultados dos testes aos fornecedores, que se encarregam de analisá-los. Isso ocorreu, por exemplo, entre a UNIFEI e a multinacional Ascom. Essa interação também foi apontada pela FMC como uma vantagem de sua localização no parque tecnológico da UFRJ.

Assim, em termos de geração de conhecimento pode-se considerar que não necessariamente a declaração feita por parte de uma multinacional de que possui uma equipe de P&D no Brasil é garantia de que o país esteja realmente produzindo conhecimento relevante internamente. A estratégia das multinacionais está focada muito mais na utilização de recursos e acúmulo de aprendizado para abrir mercado para seus produtos.

A Delp é um exemplo de que, quando devidamente estimulado, o fornecedor nacional é capaz de desenvolver projetos inovativos relacionados às tecnologias de produção *offshore*. Além disso, e muito mais importante, o fornecedor nacional realmente apresenta uma estrutura de P&D aqui no Brasil e juntamente com universidades brasileiras desenvolvem conhecimento acerca dessa tecnologia que muitas vezes é útil para outras tecnologias de processamento primário.

Os conhecimentos gerados nas parcerias tecnológicas entre a Delp e a UNIFEI certamente transbordam para outras tecnologias e para outras atividades industriais dada a interface de conhecimento que existe entre os hidrociclones e as demais tecnologias de tratamento de água e a sua utilização por outras indústrias, como a de alimentos. A própria universidade citou que vários trabalhos de dissertação de mestrado e teses de doutorado são resultado de projetos que ela desenvolve conjuntamente com as empresas.

A formação dessa base de conhecimento estimulará a demanda por profissionais capacitados assim como a realização de novos estudos nessas áreas. Dessa forma, o país passará a desenvolver, e não só produzir, essas tecnologias internamente, sendo mais fácil realizar os serviços de manutenção e solução de problemas técnicos. Essa

dinâmica certamente beneficiará a balança comercial do país devido à redução de importações.

A etapa de desenvolvimento dos hidrociclones é a mais intensiva em conhecimento e a que mais agrega valor. A etapa de fabricação, por exemplo, é uma das que menos agrega valor. Desse modo, quando a atração de investimento estrangeiro se limita à instalação das multinacionais para fabricação, como foi observado, os benefícios gerados limitam-se ao estímulo de mão de obra de baixa e média qualificação. Outras importantes etapas da cadeia de produção dos hidrociclones, como dimensionamento e serviços de pós-venda, continuam dependendo do conhecimento situado fora do país e, portanto, gerando impactos sobre o balanço de pagamentos.

Ter políticas explícitas que estimulem exclusivamente os fornecedores nacionais também trará benefícios para a Petrobras. Observa-se que o fornecedor nacional possui equipe de P&D e laboratórios aqui no Brasil. Assim, o volume de conhecimento gerado nas trocas de informações com a petroleira acerca de problemas com hidrociclones ou de testes com o equipamento é muito maior do que aquele que ocorre, por exemplo, entre a estatal e o representante da equipe de P&D da FMC que está aqui no Brasil.

Outro ponto que deve ser destacado é que as diretrizes de P&D da FMC do Brasil certamente são definidas pela equipe de P&D holandesa que considera a estratégia da multinacional em todo o mundo e que não necessariamente será de interesse da Petrobras. Muitas vezes o fornecedor externo está disposto a influenciar a rota tecnológica da estatal de acordo com seus interesses.

O fornecedor nacional, por outro lado, tem grande parte do seu faturamento determinado pela Petrobras e dá grande importância às relações estabelecidas com a estatal, o que confere menor divergência entre os dois agentes quanto aos acordos para definição da propriedade intelectual e quanto às diretrizes de P&D.

Portanto, a Petrobras, através do conhecimento acumulado que possui da sua cadeia fornecedora, pode identificar potenciais fornecedores de tecnologias

estratégicas que deveriam ter sua capacitação tecnológica fomentada por políticas públicas específicas.

É preciso que o governo adote a estratégia de desenvolver políticas adequadas e específicas para os fornecedores nacionais entendendo que somente dessa maneira o país conseguirá superar a dependência tecnológica que possui e inserir competitivamente fornecedores nacionais nos mercados brasileiro e internacional.



## REFERÊNCIAS

ABDALLA, K. L. The changing structure of international oil industry. **Energy Policy**, Philadelphia, v. 23, n. 10, p. 871–877, out. 1995.

AKER SOLUTIONS. **Annual Reports**. Disponível em: <<http://www.akersolutions.com/en/Global-menu/Investors/Annual-reports/>>. Acesso em: 20 ago. 2013.

ALMEIDA, E. L. F. **Dinâmica tecnológica das indústrias energéticas**. 2002. 44f. Apostila didática – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost\\_petroleo.pdf](http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost_petroleo.pdf)>. Acesso em: jan. 2013.

ALVARENGA, M. M. Produção de petróleo no Brasil: evolução e perspectivas. In: ROVERE, E. L.; ROSA, L. P.; RODRIGUES, A. P. **Economia e tecnologia da energia**. Rio de Janeiro: Editora Marco Zero/FINEP, 1985.

ALVEAL, C. A. O Brasil e os novos rumos da indústria mundial de petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 9, n. 1, 2002.

\_\_\_\_\_. Petrobras na economia global: desafios e oportunidades de uma estatal de trajetória singular. In: COSTA, A. D.; FERNANDES, A. S.; SZMRECSÁNYI, T. (Orgs). **Empresas, empresários e desenvolvimento econômico no Brasil**. São Paulo: Aderaldo & Rothschild; Ribeirão Preto: ABPHE, 2008, p. 59-77.

ARAÚJO, B. P.; MENDES, A. P. A.; COSTA, R. C. Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G. In: BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Setorial 60 Anos**. Rio de Janeiro: BNDES, 2012, p. 225-273. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro60anos\\_perspectivas\\_setoriais/Setorial60anos\\_VOL1CadeiaDePetroleoeGas.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro60anos_perspectivas_setoriais/Setorial60anos_VOL1CadeiaDePetroleoeGas.pdf)>. Acesso em: 27 dez. 2012.

ARAÚJO, J. L.; OLIVEIRA, A. **Política energética brasileira: mudança de rumo?** Colóquio Internacional “Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina”. México: Universidad Autónoma de México, nov. 2003, p. 627-657.

ASSIS, C. A.; LOPES, L. B. R. A ineficiência da política de preços para conter o consumo de derivados de petróleo. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 34, n. 3, jul.-set. 1980.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Programa Inova Petro**. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atualizacao/Inovacao/inovapetro.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Inovacao/inovapetro.html)>. Acesso em: 15 jul. 2013.

BERG, E.; KVERNDOKK, S.; ROSENDAHL, K. E. Gains from cartelisation in the oil market. **Energy Policy**, Philadelphia, v. 25, n. 13, p. 1075-1091, 1997.

BONELLI, R.; VEIGA, P. M. A dinâmica das políticas setoriais no Brasil na década de 1990: continuidade e mudança. **Revista Brasileira de Comércio Exterior**, Rio de Janeiro, n. 75, abr.-jun. 2003.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy June 2013**. Disponível em: <[http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf)>. Acesso em: 09 ago. 2013.

CANO, W.; SILVA, A. L. G. **Política industrial do governo Lula**. Campinas: Universidade de Campinas, Instituto de Economia, 2010. (Texto para Discussão, 181).

CARVALHO, G. **Petrobras: do monopólio aos contratos de risco**. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1977, 250p.

CASSIOLATO, J. E. **Interação, aprendizado e cooperação tecnológica**. Buenos Aires: Red Iberoamericana de Indicadores de Ciencia y Tecnologia, Serie Contribuciones, 2004.

CASSIOLATO, J. E.; LASTRES, H. M. M. Sistemas de inovação e desenvolvimento: as implicações de política. **São Paulo em Perspectiva**, São Paulo, v. 19, n. 1, p. 34-45, jan.-mar. 2005.

\_\_\_\_\_. Discussing innovation and development: converging points between the Latin American School and Innovation Systems perspective? **Globelics Working Paper Series**, Denmark, n. 08-02, 2008.

CASTRO, A. B. Ajustamento X Transformação: a economia brasileira de 1974 a 1984. In: \_\_\_\_; SOUZA, F. E. P. **A economia brasileira em marcha forçada**. 4. ed. São Paulo: Paz e Terra, 2004.

CASTRO, L. B. Esperança, frustração e aprendizado: a história da nova república. In: GIAMBIAGI, F. et al. (Orgs.). **Economia brasileira contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005a.

\_\_\_\_\_. Privatização, abertura e desindexação: a primeira metade dos anos 90 (1990-1994). In: GIAMBIAGI, F. et al. (Orgs.). **Economia brasileira contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005b.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Política industrial para a cadeia de petróleo e gás**. Brasília: CNI, ago. 2012, 53 p.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Resolução nº 393, de 8 de agosto de 2007. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 9 ago. 2007. Seção 1, p. 72-73.

CONTRERAS, E. C. A. **Os desbravadores: a Petrobrás e a construção do Brasil industrial**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1994.

CURBELO, F. D. S. **Estudo da remoção de óleo em águas produzidas na indústria do petróleo, por adsorção em coluna utilizando a vermiculita expandida e hidrofobizada**. 2002. 93f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2002.

DANTAS, A. T. **Capacitação tecnológica de fornecedores em rede de firmas: o caso da indústria do petróleo offshore no Brasil**. 1999. 185f. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

DANTAS, E.; BELL, M. Latecomer firms and the emergence and development of knowledge networks: The case of Petrobras in Brazil. **Research Policy**, Philadelphia, n. 38, 2009.

\_\_\_\_\_. The co-evolution of firm-centered knowledge networks and capabilities in late industrializing countries: the case of Petrobras in the offshore oil innovation system in Brazil. **World Development**, Philadelphia, v. 39, n. 9, p. 1570-1591, set. 2011.

DUTRA, L. E. D. O petróleo no início do século XX: alguns elementos históricos. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 4, n. 1, 1995.

ERBER, F. S.; AMARAL, L. U. Os centros de pesquisa das empresas estatais: um estudo de três casos. In: SCHWARTZMAN, S. (Org.). **Estado atual e papel futuro da ciência e tecnologia no Brasil**. Rio de Janeiro: FGV/PADCT/MCT, 1994.

FAP DO BRASIL. **A empresa**. Disponível em: <<http://www.fapbrasil.com.br/>>. Acesso em: set. 2013.

FELIPE, E. S. **Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente**

**competitivo (1997-2010)**. 2010. 297f. Tese (Doutorado em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS. **Inova Petro**. Disponível em: <[http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas\\_inovapetro](http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas_inovapetro)>. Acesso em: ago. 2013.

FLSMIDTH. **Financial Reports**. Disponível em: <<http://www.flsmidth.com/en-US/Investor+Relations/IR+Information/Financial+Calendar>>. Acesso em: 12 ago. 2013.

FMC TECHNOLOGIES. **Financial Summary**. Disponível em: <<http://ir.fmctechnologies.com/financials.cfm>>. Acesso em: jul. 2013.

FREITAS, A. G. **Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas**: o caso da Petrobras. 1993. Dissertação (Mestrado em Política Científica e Tecnológica) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

\_\_\_\_\_. Processo de aprendizagem tecnológico na periferia: o caso da Petrobras. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 4, n. 2, 1995.

FREITAS A. G.; FURTADO, A. T. Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 8, n. 1, 2001.

\_\_\_\_\_. Nacionalismo e aprendizagem no programa de águas profundas. **Revista Brasileira de Inovação**, Campinas, v. 3, n. 1, 2004.

FONTES, G. A.; FONTES, K. A. A indústria do petróleo no Brasil: aspectos históricos e jurídicos acerca da flexibilização do seu monopólio. **Revista Científica da Escola de Direito da Universidade Potiguar**, Natal, v. 6, n. 2, p. 73-80, abr.-set. 2013.

FREEMAN, C. The 'National System of Innovation' in historical perspective. **Cambridge Journal of Economics**, Oxford, v. 19, p. 5-24, 1995.

FURTADO, A. T. As grandes opções da política energética brasileira: o setor industrial de 80 a 85. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v.1, n. 2, 1990.

\_\_\_\_\_. A trajetória tecnológica da Petrobras na produção offshore. **Revista Espacios**, Caracas, v. 17, n. 3, 1996.

\_\_\_\_\_. Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 9, n. 1, 2002.

FURTADO, A. T. et al. **Política de compras da indústria de petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil**: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Tecnologia, jan. 2003. (Nota Técnica, 5).

\_\_\_\_\_. Política tecnológica setorial e planejamento energético: algumas lições de um estudo comparativo entre França e Brasil na indústria do petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 4, n. 1, 1995.

HERMANN, J. Reformas, endividamento externo e o Milagre Econômico (1964-1973). In: GIAMBIAGI, F. et al. (Orgs.). **Economia brasileira contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005a.

\_\_\_\_\_. Auge e declínio do modelo de crescimento com endividamento: o II PND e a crise da dívida externa. In: GIAMBIAGI, F. et al. (Orgs.). **Economia brasileira contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005b.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Base de Dados Macroeconômicos**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/>>. Acesso em: ago. 2013.

KLEVORICK, A.K. et al. On the sources and significance of interindustry differences in technological opportunities. **Research Policy**, Philadelphia, n. 24, 1995.

KLINE, S.; ROSEMBERG, N. An overview of innovation. In: LANDAU, R.; ROSENBERG, N. (Ed.). **The positive sum strategy**. Harnessing technology for economic growth. Washington D.C.: National Academy Press, p. 275-306, 1986.

LUNDEVALL, B. Innovation as an interactive process: from user production interaction to the national system of innovation. In: DOSI, G. et al, **Technical Change and Economic Theory**. London: Pinter Publishers, 1988.

\_\_\_\_\_. **Innovation System Research**: where it came from and where it might go. Saratov: Fifth Globelics Conference, set. 2007.

MABRO, R. **On oil price concepts**. Inglaterra: Oxford Institute for Energy Studies, 1984, 78p.

MACIEL, D. S. **Gazelles na indústria para-petrolífera – estudo de caso**: Altus, PS Soluções e Transcontrol. 2011. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MARTINS, F. C. **O fundo CTpetro e o setor produtivo**: análise da política de ciência e tecnologia para o desenvolvimento do fornecedor local de equipamentos e

serviços para o setor de petróleo e gás natural. 2002. 366f. Dissertação (Mestrado em Política Científica e Tecnológica) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

MENDES, A. P. A.; ROMEIRO, R. A. P.; COSTA, R. C. Mercado e aspectos técnicos dos sistemas submarinos de produção de petróleo e gás natural. In: BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Setorial Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: BNDES, n. 35, p. 155-188, 2012. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3505.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3505.pdf)>. Acesso em: 15 nov. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas\\_publicacoes.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html)>. Acesso em: 07 mai. 2013.

MORAES, C. A. C. et al. Desenvolvimento de hidrociclones para altos, médios e baixos teores de óleo. In: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 3, n. 2, p. 259-287, 2009.

NUNES, G. C. Modelagem dinâmica do processamento primário de petróleo: conceitos fundamentais e aplicação em controle de processos. In: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 29-47, 2007.

OLIVEIRA, A.; RUBIANO, D. R. **Innovation in brazilian oil industry: from learning by using to prospective capacity to innovate in the technological frontier**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0609.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2012.

ORTIZ NETO, J. B.; COSTA, A. J. D. Petrobras e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 61, n. 1, 2007.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Plano de Negócios e Gestão 2013-2017**. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques/plano-de-negocios-e-gestao-2013-2017.htm>>. Acesso em: 09 ago. 2013a.

\_\_\_\_\_. **Plano de Negócios 2012-2016**. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques/plano-de-negocios-2012-2016.htm>>. Acesso em: 10 ago. 2013b.

\_\_\_\_\_. **Histórico de Investimentos Nominal**. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos/historico-de-investimentos-nominal/historico-de-investimentos-nominal.htm>>. Acesso em: 12 set. 2013c.

PINTO JÚNIOR, H. Q. Reformas e a regulação de energia: lições da experiência internacional para o caso brasileiro. In: BICALHO, R. et al. **Ensaio sobre política energética**. Rio de Janeiro: Interciência, Instituto Brasileiro do Petróleo, 2007, p. 61-64.

PINTO JÚNIOR, H. Q.; FERNANDES, E. S. L. **O mercado internacional do petróleo e o comportamento dos preços**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 1998. (Nota Técnica, 2).

PINTO JÚNIOR, H. Q.; NUNES, L. S. Dos choques petrolíferos à atual estrutura de formação dos preços do petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 8, n. 1, 2001.

RAMIRES, J. C. L. Um enfoque geográfico da exploração de petróleo no Brasil. **Geosul**, Florianópolis, n. 11, ano IV, 1991.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. Instrução Normativa nº 844, de 9 de maio de 2008. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 12 maio 2008.

ROTHWELL, R. et al. Sappho Updated. Project Sappho phase 2. **Research Policy**, Philadelphia, v. 3, n. 5, p. 258-291, 1974.

RUAS, J. A. G. **Dinâmica de concorrência na indústria parapetrolífera offshore: evolução mundial do setor de equipamentos subsea e o caso brasileiro**. 2012. 311f. Tese (Doutorado em Economia) - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

RUCKERT, I. N. Alguns aspectos das empresas estatais no Brasil. **Ensaio Fundação de Economia e Estatística**, Porto Alegre, v. 2, n. 1, p. 75-93, 1981.

SANTOS, E. R. S. Setor petrolífero brasileiro: racionalidade versus ideologia. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL EM HISTÓRIA ECONÔMICA, 3., 2010, Brasília. **Anais**. Brasília: Encontro de Pós-Graduação em História Econômica, V, 2010.

SILVA, C. G. R. S.; FURTADO, A. T. Uma análise da política de compras da Petrobras para seus empreendimentos offshore. **Revista Gestão Industrial**, Ponta Grossa, v. 2, n. 3, p. 103-122, 2006.

SILVEIRA, M. A. C. R. **Controle de um processo de tratamento primário de petróleo**. 2006. 107f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SILVÉRIO, R. P. **O papel da esfera financeira no processo de determinação dos preços do petróleo do mercado internacional:** uma análise de *price discovery* dos mercados Brent e WTI no período 1990-2011. 2012. 102f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SIMÃO, N. B. **A reestruturação do setor petrolífero no Brasil.** 2001. 131f. Tese (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

UTTERBACK, J. M. **Dominando a Dinâmica da Inovação.** Rio de Janeiro: Qualitymark, 1994.

VELLOSO, J. P. R. O governo Geisel: estratégia de desenvolvimento e coordenação da política econômica. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, 52 ed. especial, fev. 1998.

YIN, R. **Case study research:** Design and methods. 3. ed. California: Thousand Oaks, 2003.

ZAMITH, M. R. M. **A indústria para-petroleira nacional e o seu papel na competitividade do “diamante petroleiro” brasileiro.** 1999. 251 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.



## **ANEXOS**

## ANEXO A – ENTREVISTA: FMC TECHNOLOGIES DO BRASIL

1. Fale um pouco da história da FMC no Brasil.

A CBV é uma empresa bem antiga no Brasil, desde a década de 1950. Produzia muita coisa: ANM, *manifold*, brocas de perfuração. Na década de 1990, a FMC procurou um parceiro para entrar no Brasil. Primeiro comprou participação e depois comprou tudo.

2. Como se dá a produção de hidrociclones aqui na empresa. Vocês possuem um departamento de P&D, uma área industrial para produção, um departamento comercial responsável? Quais tipos de hidrociclones vocês possuem?

Bem, possuímos quatro tipos de hidrociclones: *liner* de alta performance, *liner* de alta vazão, *liner subsea* e hidrociclone *dewaterer* – que é um hidrociclone para grandes vazões. Todos são envasados. Quem realiza as pesquisas de hidrociclones aqui na empresa é o Rene. Ele veio da filial da Holanda, da equipe de P&D. Está por aqui enquanto houver demanda. Ele se comunica direto com a unidade da Holanda para tratar das demandas relacionadas aos hidrociclones. Dependendo das nossas demandas, ele poderá ficar aqui com uma equipe ou capacitar algumas pessoas para ficar aqui. O núcleo de separação está na Holanda porque a FMC comprou uma empresa lá. Nós entramos no mercado de hidrociclones aqui no Brasil ano passado, esse ano praticamente. A matriz já produz hidrociclones desde aproximadamente 1995. Mas já fornecemos para a Petrobras e outras petroleiras há muito tempo. Nós trabalhamos com o ponto de contato com clientes, com as vendas. Recebemos as demandas do cliente, fazemos o dimensionamento (dimensionar o equipamento para uma certa aplicação, ou seja, de acordo com as especificações de vazão, propriedades da água do campo e requisitos de qualidade que deve ser entregue, dimensiona-se o número de *liners*, quais *liners* da empresa devem ser utilizados, pois existem *liners* para diferentes vazões) para produção e falamos com o René. Ele analisa a viabilidade junto ao escritório da Holanda e fazemos, ou não, o projeto. O pessoal de P&D recebe muita informação nossa do que o mercado quer. Quais são as necessidades dos clientes, o que traria uma melhora econômica para eles. O *liner* de alta vazão surgiu disso. Como podemos melhorar o nosso preço? Reduzindo o número de *liners*, fazendo vasos menores e *skid* menores. Assim, motivamos a equipe de P&D a criar algo novo.

3. Então, o processo criativo sempre se dá dessa forma? Vocês expõem as demandas do mercado, ou já chegou algum projeto criado exclusivamente por eles?

Sim, o processo criativo sempre se dá dessa forma. Através das demandas das petroleiras que nós passamos para eles.

4. O departamento de P&D da FMC tem alguma parceria com universidades ou outras empresas?

Com outras empresas sim, as petroleiras. Essas parcerias são feitas através de projetos de P&D em parceria com elas. Em geral, fazemos contratos onde o

direito de propriedade fica com a petroleira e nós ficamos com a exclusividade de vendas. A parte de P&D da FMC de processamento primário fica na Holanda. Lá, eles possuem contato com as universidades. Mas não sei te dizer quais.

5. E a parte de fabricação?

A parte de fabricação, nós capacitamos um fornecedor nacional que já faz parte da lista da FMC para produzir os hidrociclones. Utilizamos o mesmo *supply chain* de *subsea*, os que fazem a parte de caldeiraria e usinagem. Não procuramos nenhum novo por questões de proteção, confidencialidade. Fizemos contato com três deles, eles fabricaram os *liners* e nós aprovamos. Na nossa fábrica da FMC nós recebemos os *liners* e produzimos os hidrociclones encapsulados. Os hidrociclones são cerca de 1% do portfólio e a vida útil é cerca de 3 anos, mas negociável caso a caso, depende do contrato.

6. Mas vocês fizeram algum tipo de capacitação com esses fabricantes?

A fabricação do hidrociclone é basicamente usinagem: eles compram uma barra de duplex, cortam, usinam, etc. Fizemos uma seleção dos fornecedores da FMC. Nós, juntamente com os fabricantes, analisamos os desenhos, antes da fabricação. Alguns disseram que conseguiam fazer, outros falaram que não. Os que aceitaram, fizeram a fabricação e nós inspecionamos tudo para garantir a qualidade do produto.

7. Você sabe a participação da FMC no mercado internacional de hidrociclones e quais os concorrentes?

Olha, vou te dar um número bem aproximado, pois não tenho esse número exato. Acho que temos uns 15% do mercado. Nossos concorrentes são a Aker, Frames e outras.

8. Como tem sido a inserção no mercado de hidrociclones aqui no Brasil?

Olha, existem dois tipos de mercados para os fornecedores. Um é o mercado de *revamp* no qual realizamos a modernização de uma planta já existente trocando os equipamentos antigos por novos devido à adequação às novas necessidades do campo que demanda novos processos. O outro mercado é o mercado de *new built* que fornecemos hidrociclones para uma planta que está sendo montada e vai entrar em operação. A Petrobras nos projetos para o pré-sal (*new built*) tem exigido uma especificação de flotores que são diferentes dos nossos. Então, não temos flotores para oferecer.

Eles estão contratando para o pré-sal através dos EPC's e isso dificulta para a gente, pois eles só compraram os hidrociclones com os flotores em conjunto e não conseguem ver a competitividade do meu produto sozinho. Então, no mercado para o pré-sal está bem difícil entrar. Mas estamos com projetos para fazer flotores com especificação do pré-sal para conseguir entrar nesse mercado. Outra solução seria uma parceria com outra empresa para fornecer um pacote inteiro (flotores e hidrociclones). Esse modelo de compra dos EPCistas dá uma vantagem para quem já fornece o pacote completo. No mercado de *revamp* (*retrofit*), estamos na disputa e em processo de negociação de alguns

projetos. Nesse mercado temos grandes chances de crescimento, pois a Petrobras já conhece nossos *liners*.

9. E no Inova Petro? Como tem sido a participação de vocês?

Vamos fazer alguns produtos. No caso dos hidrociclones, vamos desenvolver uma nova linha. Mas como tem sido a relação com a Petrobras, com a Finep e com o BNDES eu não sei te dizer. Tem uma pessoa aqui da empresa que está acompanhando isso mais de perto. Nós só forcemos algumas informações para eles.

10. E qual a importância do Inova Petro para vocês?

Acho que ele será importante para ganharmos fatia de mercado, porque a Petrobras já conhece nossos *liners*. Como no Inova Petro vamos desenvolver uma linha nova, isso abre oportunidades no mercado.

11. Quais as vantagens por estarem localizados aqui no Centro Tecnológico?

Estar próximo de outras empresas e da Petrobras, principalmente, que é o nosso maior cliente facilitando o relacionamento. Também é importante o acesso à faculdade e aos centros de testes da universidade. Também temos planos de um programa de intercâmbio com alunos da faculdade através de um programa de treinamento com estagiários.

12. Os conhecimento e aprendizados gerados com os hidrociclones são importantes para outras tecnologias de vocês?

Sim, principalmente as tecnologias substitutas como os flotores. É bom ter conhecimento de todas as tecnologias de separação para poder atender às necessidades dos clientes. Se no caso deles é melhor um flotor, ou um hidrociclone, qual a melhor combinação dos dois. Quais as limitações dos hidrociclones e o que pode substituí-lo.

13. Quais informações dos clientes são relevantes para vocês?

Todas as informações necessárias para dimensionar os hidrociclones.

14. Você falou de um *liner subsea*. Ele é marinizado?

Sim. Ele está sendo operado em Marlim. O *liner* em si é muito parecido, o revestimento muda um pouco para evitar corrosão, etc. Mas o pacote em si é marinizado. Vai no *manifold*, não é válvula de controle e sim *shoke*. A Petrobras comprou esse projeto e estão avaliando a viabilidade técnica e econômica. Daqui a alguns anos, veremos a avaliação da Petrobras. Outras operadoras já utilizam essa solução.

15. E seus concorrentes também entregam essa mesma solução?

Pelo que sei somente a FMC entregou esse tipo de hidrociclone. Mas eles possuem produtos nessa linha. Mas entrega mesmo, somente nós. Já ganhamos outras duas concorrências no mundo com Shell e Statoil, por exemplo.

16. Mais alguma política pública (Reprepro, CT-Petro, etc) que queira destacar, ou alguma instituição parceira como Prominp, ONIP, BNDES, Finep?

Não. Só o financiamento do BNDES e da Finep que são bem interessantes.

## ANEXO B – ENTREVISTA: FAP DO BRASIL

1. Fale um pouco da história da empresa, o que vocês começaram fazendo, momentos de dificuldades pelos quais a empresa passou.

A nossa empresa tem mais de 15 anos no mercado, o dono da empresa é engenheiro mecânico, tem experiência no mercado de bombas, e ela é muito focada desde o início no mercado *offshore*. Nós temos uma linha de produtos voltada para linhas flexíveis e umbilicais que são o grande foco aqui da empresa. Mas estamos inseridos em toda a cadeia *offshore*: equipamentos, componentes, estruturas. Somos fornecedores qualificados da Petrobras de boca de sino e hidrociclones. Nossa empresa produz utilizando o processo de usinagem, onde temos uma boa capacidade, temos uma boa capacidade no processo de caldeiraria e de soldagem também, temos condições de realizar pinturas especiais e revestimento com níquel químico. Esse tipo de revestimento é uma exigência que a Petrobras faz para as terminações que vão para o fundo do mar e a Fap é uma das três empresas que presta esse serviço no Brasil, sendo que ela é a única que além de fabricar também faz o revestimento. Isso nos dá uma condição bastante favorável no mercado porque com isso a gente consegue ganhar em prazo principalmente.

Há dois anos, a empresa possuía 80 funcionários e hoje ela está com 180 funcionários, a empresa vem crescendo o seu volume de investimentos. Possuímos uma unidade aqui no Rio de Janeiro, que é esta que você está visitando, e temos outra no Rio das Ostras próxima à Bacia de Campos, a cerca de 1 km, e iremos começar as operações nessa nova unidade até o final do ano. Isso mostra que a empresa tem um plano de crescimento e de investimento grande. A maior parte do financiamento para esse plano de crescimento é próprio, pouca coisa foi financiada. A empresa acredita muito no crescimento do mercado *offshore*, estamos inseridos nesse mercado e nós temos capacidade e qualidade. Nossa equipe de engenharia domina processos, sabe realizar projetos de equipamentos.

2. E essa nova planta? Terá toda a parte de engenharia e fabricação também?

Isso! Mas a ideia lá é começar por caldeiraria e não por usinagem porque o investimento a ser realizado em caldeiraria é menor. Mas já está tudo pronto.

3. E os hidrociclones? Qual é a expertise da empresa no desenvolvimento, produção e comercialização dos hidrociclones?

Hoje, nós detemos tecnologia de projeto para a fabricação de equipamentos dos hidrociclones tipo *manifold*. Nós fabricamos o *liner* do tipo Petrobras e fazemos o projeto do equipamento do *skid* como um todo. Dependendo da vazão submetida e da concentração de óleo, nós calculamos o número de *liners* necessários e definimos qual a disposição deles no *skid*. Esse equipamento é muito bom, mas ele possui algumas desvantagens quando comparado aos hidrociclones em vaso: são muito pesados e ocupam muito espaço e essas duas coisas são críticas nas plataformas. Apesar disso, os hidrociclones tipo Petrobras são muito eficientes. Então, a estratégia que a Fap tem adotado tem duas linhas de ação. Uma delas foi a solicitação da ajuda da Petrobras. Já tivemos várias reuniões com o pessoal

lá do Capela e fizemos alguns projetos de engenharia e fabricamos alguns protótipos aqui na Fap, mas para uma empresa nacional do nosso porte fazer isso é muito oneroso, difícil e demorado. Tentamos adquirir esse conhecimento, mas confesso que a velocidade que temos feito isso não é adequada e nem vai ser possível, pois o custo é muito alto e vamos levar bastante tempo.

Outra linha de ação foi nos associarmos a outra empresa. Nisso a política de conteúdo local nos ajudou, pois as empresas que possuem tecnologia para fabricar hidrociclones em vasos acabam se associando a empresas locais para respeitar as exigências de conteúdo local. Foi assim que nos associamos à britânica FLSmidth por volta de 2010, que fazia parte da Cameron. A parceria era para hidrociclones encapsulados e flotores. Mas confesso que não foi uma experiência agradável. Quando nos associamos a alguma empresa queremos uma parceria, não queremos representação. Não queremos ser representantes de ninguém, nós queremos ser parceiros. Isso significa que nós contamos com o apoio tecnológico, contamos com o apoio comercial. Se eu tenho que realizar um projeto de sete ou oito plataformas e tenho que fazer o levantamento das necessidades dos hidrociclones a partir de uma especificação passada pela Petrobras ou outro cliente, depois tenho que fazer o dimensionamento do equipamento onde eu tenho que cotar o custo desse equipamento. Essa etapa é bastante crítica, pois um dimensionamento mal feito compromete o custo do projeto e a possibilidade de conseguirmos o cliente. Quando o cliente faz a demanda e cotamos o preço para ele, temos que ter certeza que o custo será aquele mesmo, temos que garantir aquele preço.

É preciso ter muito conhecimento para realizar o dimensionamento do equipamento, principalmente de um equipamento que você não tem tradição em produzir, não conhece todos os fornecedores, os reais custos de produção. E se cotamos um projeto a um determinado custo, temos que garantir aquele preço, mesmo tendo prejuízo. Porque somos uma empresa idônea, temos quinze anos no mercado, todas as empresas nos conhecem, construímos uma reputação. Foi já nessa etapa que tivemos problemas com essa empresa. Eles fizeram o dimensionamento sozinhos e nos passaram um dimensionamento completamente irreal e nós questionamos isso. Não era possível produzir àquele custo. Nos sentimos abandonados e prejudicados. Não sentimos confiança na empresa e decidimos encerrar com a parceria. Porque parceria é dividir lucros e riscos e eles não queriam fazer isso. Fazer *joint venture* também não é uma boa saída, não queremos fazer isso. Porque depois, com o poder econômico que eles têm, compram a nossa parte por um valor inadequado. Então, é interessante para nós manter a independência e por isso gostamos das parcerias. Mas essa se mostrou bem complicada desde o início. Mantendo a independência, a maioria do risco do negócio fica conosco, nós que teremos que garantir a qualidade dos nossos produtos aos clientes.

4. Mas, o que vocês buscaram além desse apoio na etapa do dimensionamento? A parceria buscava somente isso?

Não. Queríamos um apoio em todas as etapas. Fechamos um acordo com eles que tinha diversas contrapartidas. A empresa externa não entrava fisicamente com nada. Nós iríamos comprar a matéria prima, fabricar, comprar equipamentos – o fornecimento do equipamento era nosso. Mas queríamos também suporte tecnológico e comercial. E isso envolve o quê? A partir da especificação básica

do cliente, temos que desenvolver todo o trabalho de dimensionamento e exigíamos apoio nessa fase. O departamento de engenharia seria o que iria acompanhar de perto essa fase. Mas eles teriam que passar a experiência que eles possuem para a gente, pois eles possuem uma grande experiência no fornecimento do mercado internacional.

Depois dessa etapa, viria toda uma etapa de detalhamento do projeto para a fabricação, onde o apoio deles era extremamente necessário também. Posteriormente, teria a fabricação onde precisaríamos da inspeção na montagem e teste do equipamento. Sabemos que temos o potencial de fabricar, mas seria algo novo. Eles teriam que acompanhar nosso processo de fabricação, fazendo as ressalvas necessárias para entregarmos o melhor produto. Outra coisa extremamente importante era o apoio dessa empresa no pós-venda. Qualquer problema apresentado pelos hidrociclones, ela teria que nos ajudar a resolver.

5. E depois dessa parceria que fracassou? Existiu uma nova tentativa com outra empresa?

Sim, estamos fechando um contrato com a Ascom Separation. Ela não possui nada no Brasil e tem interesse em fechar parcerias. Ela se associando com a gente, não vai começar do zero. No mercado *offshore* tudo é muito específico e segmentado. Você fornecer para a Petrobras nas especificações dela é diferente de fornecer para outros mercados. Já conhecemos isso e ela terá essa vantagem se associando à gente.

6. E os EPCistas, qual a avaliação que a empresa faz do modelo de compra deles?

Eles dificultam, pois geralmente eles compram o pacote de hidrociclones juntamente com flotores. Como não possuímos tecnologia para fabricação de flotores temos que nos associar a outras empresas. Essa associação pode ser eles nos fornecendo os flotores ou nós fornecendo os hidrociclones para eles. Nós inclusive podemos fornecer para esse parceiro os componentes dos flotores. Essa empresa é Basf uma multinacional que possui planta aqui. Mas esse não é nosso grande interesse, não é o caminho que queremos trilhar. A tentativa de parceria com a FLSmidth era justamente conseguir conhecimento para produzir hidrociclones encapsulados e flotores. É um problema parceria com as empresas internacionais, tudo tem que estar muito claro e parece que fica muito solto, porque é difícil fazer com que eles entendam nossas necessidades, é complicado. Apesar de estar tudo no contrato, eles não cumpriram, então a parceria não prosseguiu.

7. Conta um pouco como foi o processo de capacitação para produção dos hidrociclones Petrobras.

Bem, a Fap não participou da etapa de qualificação feita pela Petrobras. A empresa que foi qualificada foi a Zimec que posteriormente foi comprada pela multinacional Weatherford por volta de 2005-2006. Essa multinacional desativou o setor de hidrociclones e parou a produção desse equipamento. O presidente da Zimec propôs que a Fap assumisse a produção de hidrociclones. Toda a equipe da Zimec veio trabalhar aqui. Inclusive o presidente da Zimec é ainda um consultor da Fap quando o assunto é hidrociclone. Nós internalizamos o



conhecimento da Zimec e hoje somos capazes de dar continuidade à fabricação de hidrociclones. Desde 2006 fornecemos hidrociclones para a Petrobras.

8. E vocês chegaram a conhecer o Inova Petro? Porque não participaram?

Infelizmente fomos conhecer o Inova Petro depois que ele já estava fechado e perdemos a oportunidade de pegar uma linha de financiamento para conseguir realizar o desenvolvimento tecnológico dos hidrociclones.

9. E o que faltou para que vocês conhecessem esse programa?

Faltou informação no momento certo. Como falei, fomos conhecer o programa depois que já estava fechado o período de inscrição. Isso foi uma pena. Mas estamos na lista de fornecedores da Petrobras qualificados para fornecer esse produto. Não sei como não ficamos sabendo em tempo hábil. Não recebemos nenhum informe.

10. Vocês possuem algum projeto para colocar os hidrociclones Petrobras dentro de vasos?

O hidrociclone Petrobras é o mais eficiente, mas não é encapsulado. Precisamos de um projeto de engenharia para colocá-lo dentro de vasos de modo que preserve o desenho, conseqüentemente, a eficiência deles, e que possam ficar arranjados de forma a não ocupar muito espaço. Isso estamos procurando desenvolver aqui, através daquelas parcerias que te falei e com conversas com o pessoal do Cenpes. Para fazer isso teríamos a seguinte fase: desenvolvimento do projeto de engenharia, construção de modelos para testes e fases de experimentação. Falando nisso, queria dizer que uma coisa é a Fap realizar a fase de experimentação sozinha, outra coisa é conduzir a fase de experimentação com a Petrobras porque contar com o suporte tecnológico de uma empresa do porte da Petrobras nos garante que nosso produto será confiável, adequado e que atende às necessidades da Petrobras. Essa parceria com a Petrobras é extremamente importante.

Para você ter ideia, por exemplo, se a Fap vai realizar um desenvolvimento de um projeto de um novo hidrociclone, então para realização dos testes é fundamental que tenhamos amostras dos óleos e isso é muito difícil de conseguir. Para atender adequadamente à demanda da Petrobras precisamos de uma amostra do campo, porque cada campo tem características diferentes.

Enviamos uma proposta formal para a Petrobras de desenvolvimento desses hidrociclones dentro de vasos e de flotores. Isso ocorreu há mais de um ano e nunca tivemos resposta, nem boa, nem ruim. Entendemos que ocorreram algumas mudanças na empresa, mas desejamos uma posição da empresa. Infelizmente não podemos ter uma relação direta com o pessoal do Cenpes, isso não é permitido. A relação que o pessoal do Cenpes sempre vem através de outras áreas e seria bem melhor se pudessemos fazer isso diretamente com o Cenpes.

11. E como é essa licença cedida pela Petrobras?

Bem, temos que pagar royalties caso essa tecnologia seja vendida para outra empresa. Mas só fornecemos hidrociclones para a Petrobras mesmo e não temos interesse de fornecer uma tecnologia proprietária da Petrobras para outras empresas. Atendemos cerca de 30% das demandas de hidrociclones da Petrobras.

12. E como seria essa questão da licença se vocês envasassem os *liners* da Petrobras?

Ah, isso dependeria do acordo feito com a Petrobras, por isso, como te falei, fomos até a área de suprimentos da empresa para fazer uma proposta. A Petrobras hoje é o nosso principal cliente e temos muito interesse em conseguir essa parceria com ela.

13. Porque foi feita a opção pelo processo de usinagem e não de fundição para produção de hidrociclones?

Hoje eles são usinados, mas estamos pensando em fazer eles fundidos também. A nossa opção por usinagem não se deu por restrição tecnológica. A opção por usinagem ocorreu porque o design do *liner* da Petrobras se adequa melhor a esse processo e não ao processo de fundição. Eu posso até desenvolver um processo misto onde eu faça o *liner* em uma forma de fundição e depois dê um acabamento no final. O processo de fundição requer também um certo volume de *liners* para se tornar economicamente viável, mas não é um número absurdo. Se eu pegar um pedido de 5 ou 6 hidrociclones, com cerca de 1.500 a 2.000 *liners*, já torna o processo de fundição economicamente viável.

Existe aqui no Brasil uma dificuldade para realizar o processo de fundição. Além de várias formas, para cada especificação dos *liners*, teríamos que ter ligas especiais (aço duplex, superduplex) que aqui no Brasil é difícil encontrar. As empresas multinacionais que vêm para cá sentem muita dificuldade em realizar o processo fundido devido às necessidades dessas ligas e à carência de fornecimento aqui no país. Então assim, o processo fundido te dá *liners* mais resistentes devido a essas ligas. Mas quanto maior é a exigência da resistência, maior a necessidade de utilizar ligas especiais e isso pode inviabilizar a produção. Os nossos concorrentes internacionais, como fornecem para todo o mundo, priorizaram em padronizar os *liners*, ou seja, eles têm só um modelo e não cinco ou seis, trabalham com uma bateria de hidrociclones, combinando as variáveis de vazão e pressão, e optaram pelo processo de fundição.

14. E no projeto de colocar os hidrociclones Petrobras em vaso, continuaria com várias geometrias?

Provavelmente sim, mas teríamos que reduzir o número de geometrias. Em vez de sete, teríamos umas três. Mas isso dependeria dos testes e toda a fase de experimentação.

15. E qual é a sua avaliação de outras políticas voltadas para os fornecedores da indústria? Já utilizaram recursos do CT-Petro, se beneficiam do Repetro? Participam do Prominp?

Não, nenhum. Não utilizamos esses recursos. Não temos informação acerca desses recursos. Não é que não temos interesse, mas gostaríamos de receber informação para avaliar nossa participação.

16. E parcerias com universidades, vocês possuem?

Sim, mas não para hidrociclones. A parceria com a universidade é para acessório de umbilicais que fornecemos, os receptores de curvatura. Nós não temos recursos de engenharia para fazer simulações numéricas e isso é fundamental no dimensionamento do equipamento, então eles nos ajudam nisso. Hoje é muito mais interessante comprar esse serviço, mas não vou fazer esse serviço com outra empresa que não temos confiança ou uma concorrente. Então temos um acordo formal com empresa fundada dentro da UFRGS que nos presta esse serviço. E eles prestam esse mesmo serviço para outros equipamentos aqui. Já temos contato com o pessoal de mecânica de fluídos da UFRGS que pode realizar essa simulação para os hidrociclones. Já temos a garantia que podemos ter esse tipo de suporte da universidade para a realização da simulação. Agora eu te falo, tudo isso é feito com empresa procurando universidade sem apoio de ninguém.

17. E como vocês chegaram nela?

Relação pessoal. Infelizmente não sabemos onde estão os melhores parceiros que possam nos ajudar naquilo que precisamos, nós vamos encontrando... Porque a universidade não tem interesse em buscar as empresas para estabelecer parcerias e nós não temos acesso a todas as universidades para fazer a melhor escolha. Talvez a UFRJ fosse melhor que a UFRGS, iria até ser melhor por estar mais próxima, mas não temos acesso. Já soube também de um trabalho que o pessoal do Cenpes fez com a universidade de Minas.

18. Quais as vantagens de estar localizado aqui no Rio?

Bem, o mercado *offshore* está no Rio de Janeiro. A nossa vantagem de estarmos aqui é justamente essa: estar próximo da Petrobras e de todo o mercado *offshore*. Os nossos clientes todos estão aqui. Não fazemos só equipamentos, fazemos também alguns acessórios e componentes para outros clientes que são fornecedores da Petrobras. Então, diretamente, cerca de 40% da nossa receita vem da Petrobras, mas indiretamente podemos considerar uns 90%. BP, OGX, Shell e Chevron são nossos clientes também.

19. E as dificuldades de estar localizado no Brasil?

Um grande problema que temos é o custo da matéria prima. Temos muita dificuldade de competir com os chineses, pois a matéria prima aqui chega muito cara. Se não tiver uma restrição para essas empresas aqui no Brasil, vai ser muito difícil porque com o custo da matéria prima que elas possuem não tem condições. Elas optam até por pagar a multa do conteúdo local para produzir fora, porque a matéria prima lá é tão barata que vale a pena. Nessa condição, a Fap vai ter dificuldade de competir. Fora isso, poderia dizer a falta de informação das linhas de financiamentos para uma empresa que já está há mais de quinze anos no

mercado, sem ter nenhum apoio. Mas, mais interessante que isso seria a maior empresa dessa indústria se tornar mais acessível para realizar desenvolvimento tecnológico.

20. E a equipe de pesquisa de vocês está preparada para esse desenvolvimento tecnológico?

Sim, temos engenheiro com experiência em hidrociclones, eu mesmo já trabalhei na equipe de pesquisa da Pirelli, tenho mestrado, o restante de corpo de engenheiros também. Então, não teríamos dificuldades. Desde que tenhamos um objetivo claro, desenvolveríamos pesquisa básica ou aplicada.

21. E o conhecimento que vocês possuem para desenvolver, produzir e comercializar outros produtos ajudou no desenvolvimento, produção e comercialização de hidrociclones?

Lógico, existe uma sinergia muito grande de conhecimento entre aquilo que produzimos. Foi por isso que entramos nesse mercado quando a Zimec veio nos procurar.

22. E o relacionamento pós-venda? Ele é feito através da área comercial?

Começa pela área comercial e se existe necessidade de reparo eu aciono o pessoal de produção ou minha equipe *offshore* para embarcar em uma plataforma. Isso depende de cada caso. Dependendo do problema eu tenho até mesmo que voltar para a parte de engenharia para reprojeter alguma coisa, ou refazer algum processo. A falha pode estar em qualquer dessas etapas. Às vezes o problema acaba envolvendo toda a estrutura da empresa.

23. E qual o diferencial do pós-venda de vocês para o pós-venda de uma multinacional como a FMC, por exemplo?

Olha, eu não falo nem do pós-venda. A FMC está vindo com uma solução de hidrociclones *subsea*, isso é uma revolução. Com isso não temos condições de competir. Mas uma vez que fornecemos o mesmo equipamento não vejo diferença no nosso pós-venda para o deles

#### Organograma da FAP

1. Engenharia e Pesquisa: engenharia de produto (pesquisa de engenharia: design do equipamento, tipo de material) e de processo (como pegar o projeto do produto e levá-lo para fabricação; se vai ser por usinagem, fundição, caldeiraria; que etapa vem antes e depois. Cinco pessoas envolvidas (engenheiros e projetistas – 2 engenheiros com mestrado e 3 técnicos). Sempre tem apoio dos engenheiros das outras áreas quando necessário.
2. Qualidade: área de gestão da garantia de qualidade - garante a qualidade e assegura que os processos da empresa estejam dentro dos padrões ISSO 9.001, pois possuímos essa certificação.

3. Produção: fabricação propriamente dita, pessoal que produz, e a área de planejamento e controle de produção que são responsáveis pelo prazo de entrega e pela qualidade do equipamento, administração de estoques.
4. Gerenciamento de Contratos e Suprimentos: todo o relacionamento com fornecedores é feito por essa área.
5. Área Comercial: é onde começa todo o processo da empresa. Definem junto à alta direção da empresa quais são os mercados que nos interessam.

## ANEXO C – ENTREVISTA: DELP ENGENHARIA MECÂNICA

1. Quantos funcionários a empresa possui?

856.

2. Conte um pouco a história da empresa (ano de criação, momentos importantes, linha de produtos, etc.)

Criada em 1965, empresa de porte médio de usinagem e caldeiraria; atuante nos segmentos de mineração e siderurgia e serviços em aço-carbono.

Atualmente: grupo com duas fábricas de grande porte para fabricação de equipamentos caldeirados e usinados; atuante nos segmentos de óleo & gás, energia, mineração e siderurgia. Serviços em aço-carbono, aço inoxidável, equipamentos resistentes a H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>, aços cromo, molibidênio e cladeados, duplex e superduplex. Certificada ISO 9.001. PMQ – Critérios Rumo a Excelência FNQ.

3. Qual a evolução do faturamento (últimos cinco anos)? Pode informar?



4. Qual a evolução dos investimentos nos últimos cinco anos?

2011	2012	2013 (até setembro)
R\$ 17.000.000	R\$ 10.000.000	R\$ 3.000.000

5. Qual a evolução dos gastos em P&D (% faturamento) nos últimos cinco anos?

1,5 a 2,0%.

6. A empresa possui participação de alguma empresa multinacional ou filial de multinacional na sua estrutura societária?

Não.

7. Quais foram as motivações da empresa para começar a produzir os hidrociclones?

Faz parte do planejamento estratégico do grupo o desenvolvimento e capacitação em processamento primário do petróleo, onde os hidrociclones estão inseridos. Isto dará continuidade ao projeto das centrífugas *deoilng* e *dewatering* que se encontram em pleno desenvolvimento via termo de cooperação entre Delp e UNIFEI.

8. Quais fontes de informações a empresa está buscando para conseguir desenvolver, produzir e comercializar os hidrociclones? Favor citar as fontes de informação relevantes considerando as fontes internas à empresa (departamento de P&D, departamento de engenharia, departamento de produção, departamento de relacionamento com cliente, outros) e as fontes externas à empresa (universidades, centros de pesquisa, concorrentes, fornecedores, clientes, aquisição de patentes, outras).

As fontes de informação interna são: engenharia, projeto e desenvolvimento, sendo que esses departamentos foram devidamente treinados e qualificados em processamento primário de petróleo nas dependências do CENPES/Petrobras (tanto no Rio de Janeiro quanto em Aracajú - planta 5P) e UNIFEI.

As fontes de informação externas são: basicamente Delp, possui um termo de cooperação com a UNIFEI para produção das centrífugas e atualmente se encontra na 2ª fase do Inova Petro em conjunto com a UNIFEI para desenvolvimento dos hidrociclones (plano de negócios em andamento com a Finep).

9. Os conhecimentos adquiridos para o desenvolvimento, produção e comercialização de outros produtos da empresa são úteis para os hidrociclones? De que forma eles são úteis?

Sim. A base de conhecimentos adquiridos nos treinamentos de processamento primário de petróleo são fundamentadas para o desenvolvimento/produção dos hidrociclones.

10. Quais parcerias a empresa está buscando para conseguir desenvolver, produzir e comercializar hidrociclones? Fale um pouco sobre essas parcerias (quando a parceria foi feita e para quê) e indique de que forma elas são importantes para a empresa. Favor considerar quaisquer parcerias com fornecedores, clientes, concorrentes, universidades, participação em projetos multicliente, outras empresas ou instituições.

Parceria com a UNIFEI. Desenvolveu ao longo dos últimos 3 anos (compartilhamento de informações, dúvidas, profissionais nossos que estudaram e conhecem o pessoal da UNIFEI), sendo que se concretizou formalmente em 31/05/2012.

11. Indique de que forma a Petrobras (ou outra petroleira), a universidade, os fornecedores ou outra empresa são importantes na etapa de elaboração do projeto do hidrociclone, ou na etapa de dimensionamento do hidrociclone, ou na etapa de fabricação do hidrociclone, ou na etapa de comercialização do hidrociclone.

A Petrobras é importante, pois a demanda requerida virá basicamente dela. A UNIFEI nos dá os subsídios técnicos e experimentais para fabricação e validação dos projetos executados.

12. Foi necessário montar alguma estrutura física ou adquirir algum equipamento exclusivamente para realizar os projetos relacionados aos hidrociclones? Quais?

Sim. Equipamentos específicos como LDA para medida de campos de velocidades em escoamento turbulento (bancadas experimentais).

13. Cite as fontes de financiamento da empresa (pode ser em um percentual aproximado).

i) Capital próprio: 10%

ii) Capital de terceiros:

- Público: 90%

- Privado: 0%

14. Favor citar as instituições financeiras que financiam a empresa e a importância dessas instituições.

Finep. Viabilizar fluxo de caixa durante o processo de pesquisa, desenvolvimento e inovação.

15. A empresa utiliza ou utilizou algum recurso do CT-Petro, BNDES, Repetro, ou outros? Favor citar a importância desses recursos.

Não.

16. Qual a avaliação que a empresa faz de algumas políticas públicas como a Política de Conteúdo Local, os programas desenvolvidos pelo Prominp e outras políticas públicas para a cadeia do óleo e gás?

Política de conteúdo local benéfica para proteção da indústria nacional, significativa, sendo um fórum de propagação das atuais demandas para o mercado de óleo e gás.

17. Que outras instituições a empresa considera importantes para o desenvolvimento de suas atividades?

Além das universidades (detentoras do conhecimento acadêmico) com as quais sempre fizemos parcerias e procuramos desenvolver projetos conjuntos, destacamos o SENAI como instrumento de conhecimento técnico e prático. A maioria da nossa mão de obra vem do SENAI e eles são muito importantes no treinamento e desenvolvimento dos técnicos, sempre existem cursos na instituição que são importantes que nossos funcionários façam.

18. Qual avaliação a empresa faz do programa Inova Petro? Como a empresa tomou conhecimento do programa?



Fundamental para viabilizar economicamente os atuais projetos requeridos pela área de óleo e gás. A empresa tomou conhecimento do programa através de divulgações diversas, via meios eletrônicos, da FIEMG. Foi através dela que soubemos do Inova Petro. Ela nos dá informações não só sobre isso, mas de várias iniciativas voltadas para a indústria de óleo e gás. Sempre está nos informando, nos procurando e nós sempre vamos a eles.

19. Existe alguma lei que ajuda ou atrapalha as atividades da empresa? A empresa sente falta de alguma política pública específica?

Sim, a lei nº 11.196/2005 para incentivos fiscais nos ajuda. No entanto, a carga tributária ainda é alta e isso associado à burocracia atrapalha muito. A burocracia é muito grande nas etapas de financiamento com prestação de contas em organismos públicos. A empresa sente falta de uma agilidade nas respostas quando da tratativa com órgãos públicos.

20. Quais vantagens a empresa possui devido a sua localização? Fale um pouco sobre o impacto dessas vantagens na eficiência da empresa.

Dentre as vantagens podem estar: mão de obra qualificada, proximidade com fornecedores, proximidade dos clientes, proximidade com universidades, infraestrutura de energia ou transporte, disponibilidade de mão de obra técnica, etc.

21. E quais as desvantagens?

O alto custo da mão de obra, dificuldade de liberação dos órgãos públicos dos meios de produção para fabricação de bens não seriados, pouco incentivo fiscal para PDI.

## ANEXO D – ENTREVISTA: UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ (UNIFEI)

1. Em relação aos hidrociclones, qual foi o primeiro projeto que a UNIFEI desenvolveu em parceria com a Petrobras? Favor citar ano (pode ser aproximado), fazer uma breve descrição do projeto ressaltando seus objetivos, a divisão das atividades entre a estatal e a universidade, a contribuição em termos de conhecimento de cada agente e se o projeto atingiu os objetivos esperados.

O primeiro projeto iniciou-se em setembro de 2005 e tinha como objetivo a construção de um laboratório móvel para testes de hidrociclone; nesse projeto o projeto conceitual do laboratório foi realizado de modo conjunto entre a universidade e o CENPES, restando à universidade o projeto executivo e a construção do laboratório móvel.

Esse laboratório móvel já foi utilizado para testes de campo e até hoje é uma plataforma em uso para testes de hidrociclones com a capacidade de gerar emulsões de modo controlado e alimentar os *liners* a serem testados. Tendo, portanto, atingido plenamente seus objetivos.

2. Existiu alguma outra empresa ou instituição que participou desse projeto diretamente ou indiretamente através de auxílio financeiro, empréstimo de equipamentos, consultoria técnica, etc? Por favor, avalie a contribuição dessa empresa ou instituição para o projeto.

Nesse projeto inicial não houve a participação de nenhuma outra empresa; estiveram envolvidos a UNIFEI e o TPP/CENPES/Petrobras.

3. Em sua opinião, algum projeto anterior a esse foi importante para que a Petrobras escolhesse a UNIFEI como parceira?

Sim. A relação da UNIFEI com a Petrobras é antiga. Na década de 80 existiu um projeto de desenvolvimento de turbinas eólicas e depois, em 1996, o grupo que atualmente constitui o Nusec iniciou suas atividades na área de processamento primário com um projeto de desenvolvimento de uma centrífuga de fluxo contínuo para o tratamento de água. Após esse projeto de desenvolvimento da centrífuga, mais cinco projetos de desenvolvimento foram realizados antes do primeiro projeto envolvendo hidrociclones.

4. Por favor, faça uma breve descrição de outros projetos relacionados aos hidrociclones desenvolvidos em parceria com a Petrobras. Favor citar ano (pode ser aproximado), fazer uma breve descrição do projeto ressaltando seus objetivos, a divisão das atividades entre a estatal e a universidade, a contribuição em termos de conhecimento de cada agente e se o projeto atingiu os objetivos esperados. Caso exista alguma empresa ou instituição que foi importante para o desenvolvimento desses projetos e o papel desempenhado por elas.

### Projetos de Desenvolvimento

- i) Projeto e construção de *skids* de testes para hidrociclones.  
O objetivo desse desenvolvimento foi o de projetar e construir *skids* para testes de hidrociclones formado por dois módulos e um *rack* de acionamento e executar testes básicos e ajustes que garantam seu funcionamento.

- ii) Estudo experimental do desempenho de válvulas ciclônicas.  
O principal objetivo desse trabalho foi o de verificar experimentalmente os efeitos sobre as dimensões das gotas de uma emulsão, quando de sua passagem através de uma válvula especial chamada de válvula ciclônica desenvolvida no laboratório. Além de verificar o efeito sobre a emulsão de sua passagem através da válvula ciclônica, comparou-se o desempenho dessa válvula com válvulas comerciais que possuem o mesmo coeficiente de vazão da válvula ciclônica.
- iii) Estudo experimental e computacional da evolução da distribuição do tamanho de gotas de emulsões em separadores.  
Realização de estudo experimental e por métodos numéricos da evolução das gotas da fase dispersa sob regimes de escoamento laminar e turbulento e ainda submetidas a campos centrífugos.
- iv) Projeto e construção de hidrociclones para tratamento de águas produzidas com alto e médio teores de óleo.  
O objetivo desse projeto foi o de realizar o projeto mecânico, desenhos construtivos e a construção de uma família de hidrociclones.
- v) Estudo de desempenho e caracterização de hidrociclones.  
Desenvolver estudos de avaliação de desempenho de hidrociclones para tratamento de águas oleosas e de caracterização do campo de funcionamento desses hidrociclones.
- vi) Desenvolvimento de tecnologia ciclônica para separação de fases e controle de fluxo.  
Elaborar o projeto básico e o detalhado de um sistema ciclônico de separação adequado para aplicações em unidades de produção. A documentação gerada deve ser suficiente para permitir que uma indústria do segmento de caldeiraria e montagem seja capaz de fornecer a unidade completa. Realizar estudos e experimentos visando à melhoria de desempenho de um novo tipo de válvula que é capaz de controlar um fluxo bifásico sem contribuir significativamente para a geração de emulsões.

#### Serviços Técnicos

- i) Verificação experimental sobre se a recirculação de água oriundo da saída de água do hidrociclone para a sua entrada interfere no rendimento da separação (set/2010 a abr2011).  
Os hidrociclones são equipamentos de separação que dependem para seu funcionamento de um valor mínimo de vazão na sua entrada, uma vez que abaixo desse valor mínimo a rotação do fluido no interior do equipamento deixa de existir ou ocorre de forma inadequada e assim o campo centrífugo que promove a separação também deixa de existir e como consequência não se observa a separação. Uma alternativa para manter o hidrociclone em funcionamento, quando a vazão de emulsão a ser tratada é menor que a mínima recomendada, seria a de recircular parte da vazão de saída do hidrociclone para sua entrada. Dessa forma, a vazão no interior do equipamento seria elevada para o valor mínimo requerido. Com o objetivo de

verificar experimentalmente o efeito dessa recirculação no comportamento do hidrociclone, foram conduzidos testes preliminares.

ii) Realizações de testes com o objetivo de caracterizar o comportamento dos *liners* de hidrociclones utilizados no SSAO- Marlin (mar/2011 a out/2011).

Com o objetivo de se conhecer melhor o comportamento do conjunto de hidrociclones que foi empregado no SSAO-Marlin, foram realizados testes em laboratório para:

a) obter informações a respeito da variação do rendimento de separação do conjunto ST1 e ST2 frente a variações de algumas condições operacionais tais como:

- Vazão (1,5 m<sup>3</sup>/h ; 2 m<sup>3</sup>/h e 2,5 m<sup>3</sup>/h);
- *Split* ( 2%; 4%; 6%);
- Concentração (1500 ppm; 2000 ppm e 2500 ppm);
- Diâmetro de gotas da fase dispersa – DTG.

b) verificar o comportamento do conjunto operando com:

- Recirculação (25% de recirculação e vazão total de 2 m<sup>3</sup>/h; 40% de recirculação e vazão total de 2,5 m<sup>3</sup>/h);
- Injeção de gás de 0,05 a 0,015 m<sup>3</sup>/h na entrada do conjunto.

iii) Estudos comparativos entre os hidrociclones da Cyclotech e da Vortoil (nov/2011 a abr/2012).

O objetivo dos testes realizados foi o de obter as características operacionais para um hidrociclone Cyclotech B-20 e um coalescedor da M-I SWACO e compará-los com um hidrociclone Vortoil da Cameron. As características investigadas foram:

- a) Variação da eficiência de separação em função da variação da vazão;
- b) Variação da eficiência de separação em função da variação do *split* (relação entre a vazão da corrente rica em óleo e a vazão de entrada);
- c) Variação da eficiência de separação em função da variação do diâmetro das gotas da fase dispersa (DTG);
- d) Análise do efeito do coalescedor da M-I SWACO, para diferentes DTG, instalado a montante do hidrociclone na eficiência de separação.

iv) Testes de viabilidade da água oleosa e água oleosa + MEG da plataforma de mexilhão (jul/2011 a ago/2012).

Por solicitação da Gerência de Processamento Primário do Cenpes (PETROBRAS/CENPES/PDEP/TPP), foram realizados nas dependências do Nusec/UNIFEI, um conjunto de testes para analisar a viabilidade do tratamento da emulsão de condensado em água e também de condensado em água + MEG oriundos da plataforma de Mexilhão, com o uso de uma centrífuga de fluxo contínuo. Além desses testes, foram também realizado em laboratório testes com um *liner* de hidrociclone que faz parte do sistema de tratamento de emulsões da plataforma de Mexilhão da UO-BS. O desempenho desse hidrociclone está abaixo do adequado para cumprir sua função e para investigar o comportamento do mesmo frente a algumas variáveis operacionais, foi definida uma matriz de teste simplificada. Os testes foram acompanhados pelo engenheiro Carlos Alberto Capela Moraes, do Cenpes, e pela engenheira Marina de Barros Feltran, da UO-BS.

- v) Teste do *skid* ciclônico adquirido pela Petrobras da FMC Technologies (set/2012 a mar/2013).

Com o objetivo de contribuir com o processo de qualificação do *skid* ciclônico adquirido pela Petrobras da FMC Technologies, foi planejado um conjunto de atividades que, de modo sintético, podem ser descritas como:

- a) Testes de eficiência de separação do separador de gás-líquido Gasunie com o uso de fluídos modelos (ar, água e glicerina de modo a realizar testes com três diferentes viscosidades da fase líquida, e ainda a adição de espumante);
- b) Levantamento das características hidráulicas de cada um dos três *liners* que constituem o *skid*;
- c) Reforma e modificação física do *skid* de modo a torná-lo mais adequado para a realização dos testes em campo;
- d) Testes de desempenho dos *liners*.

5. Existiu algum projeto desenvolvido entre a UNIFEI e algum fornecedor de hidrociclone? Favor citar ano (pode ser aproximado), fazer uma breve descrição do projeto ressaltando seus objetivos, a divisão das atividades entre o fornecedor e a universidade, a contribuição em termos de conhecimento de cada agente e se o projeto atingiu os objetivos esperados.

Apenas uma solicitação de realização de testes realizada pela empresa holandesa Ascom; foram realizados testes de desempenho em um *liner* de hidrociclone entre março e agosto de 2012 e fornecido ao solicitante os resultados desses testes.

6. Existiu alguma outra empresa ou instituição que participou desse projeto, diretamente ou indiretamente, através de auxílio financeiro, empréstimo de equipamentos, consultoria técnica, etc? Por favor, avalie a contribuição dessa empresa ou instituição para o projeto.

Não.

7. Existiu algum projeto voltado para os hidrociclones desenvolvido entre a UNIFEI e outra petroleira? Favor citar ano (pode ser aproximado), fazer uma breve descrição do projeto ressaltando seus objetivos, a divisão das atividades entre a empresa e a universidade, a contribuição em termos de conhecimento de cada agente e se o projeto atingiu os objetivos esperados.

Não.

8. Existiu alguma outra empresa ou instituição que participou desse projeto, diretamente ou indiretamente, através de auxílio financeiro, empréstimo de equipamentos, consultoria técnica, etc? Por favor, avalie a contribuição dessa empresa ou instituição para o projeto.

Não.

9. Foi necessário montar alguma estrutura física ou adquirir algum equipamento exclusivamente para realizar os projetos relacionados aos hidrociclones? Qual?

O Nusec iniciou suas atividades com o desenvolvimento de centrífugas e na sequência sua atuação foi ampliada para o desenvolvimento de flotores, hidrociclones, bem como para a geração e caracterização de emulsões. Para tanto, contou com apoio financeiro da Petrobras para construção de sua infraestrutura física bem como para aquisição de equipamentos. Os investimentos exclusivos em infraestrutura e equipamentos são da ordem de R\$ 5 milhões que são utilizados de modo compartilhado para o desenvolvimento das tecnologias citadas.

10. Existe alguma equipe específica para atender as demandas das empresas e outras instituições relacionadas aos hidrociclones?

A equipe do Nusec não se dedica exclusivamente a hidrociclones e sim atua no desenvolvimento de centrífugas flotores e outros equipamentos de separação compacta.

11. Como é a formação dessa equipe?

<b>Nível de Qualificação</b>	<b>Nº de funcionários</b>	<b>Formação</b>
Doutorado	3	Eng. Mecânica
Mestrado	2	Eng. Mecânica
Graduação	5	Eng. Mecânica / Produção
Nível Técnico	2	Mecânica
Nível Médio	-	-

12. Existiu alguma restrição regulatória (ambiental, legal, etc?) que interferiu no desenvolvimento dos hidrociclones? Qual?

Não.

13. A equipe da UNIFEI que trabalha com hidrociclones utiliza outras verbas públicas como recursos do CT-Petro, ou da Finep, ou de outra instituição pública? (Podem ser considerados recursos financeiros destinados a bolsas de iniciação científica, mestrado, doutorado, bem como recursos para instalações físicas).

Ao longo dos últimos anos tivemos dois projetos CT-PETRO um em 1998 e um em 2006. Do primeiro CT-Petro (1998), a Petrobras participou como interessada, mas o projeto versava sobre centrífugas e não hidrociclone.

No outro CT-Petro foram partícipes UNIFEI, UERJ, UFRJ e Petrobras

E o objetivo era o estudo com viés mais acadêmico do que tecnológico dos fenômenos de quebra e coalescência de gotas em função de campos centrífugos e padrão de escoamento.

14. De que forma o conhecimento adquirido nas parcerias com a Petrobras (ou com fornecedores de hidrociclones, ou com outras petroleiras) teve impacto na universidade? Ou seja, houve introdução de alguma disciplina, mudanças de ementas ou outras alterações que ocorreram devido aos conhecimentos gerados

nessas parcerias? A UNIFEI passou a direcionar a formação de alguns estudantes para atender as demandas da estatal e de outras empresas?

A resposta mais correta seria ampliar a área para processamento primário de petróleo, nesta área diversos trabalhos finais de graduação, trabalhos de iniciação científica e duas dissertações de mestrado foram realizadas, além disso, no Laboratório ocorrem estágios para alunos de cursos de graduação e técnicos.

- 15.A UNIFEI sente necessidade de alguma política pública voltada para a aproximação entre a universidade e as empresas? O quão importante é esse tipo de relação para a universidade?

A universidade se ressentida de uma legislação que torne a atividade de pesquisa menos burocrática, e com menos restrições, de modo que o pessoal técnico possa se concentrar na atividade técnica e não na atividade burocrática e administrativa.

- 16.As características dos reservatórios do pré-sal são bem diferentes daquelas observadas no pós-sal. Em geral, são reservatórios com maior teor de enxofre, sal, etc. A UNIFEI está prevendo alguma mudança que os hidrociclones deverão sofrer para tratar a água proveniente desses reservatórios? Já existe algum estudo nesse sentido? A motivação desse estudo partiu da UNIFEI, da Petrobras ou de outra empresa?

Temos trabalhado com o tema pré-sal também de modo mais abrangente e não apenas restrito aos hidrociclones, estudos sobre materiais mais resistentes e aplicação de materiais poliméricos e cerâmicos e alteração em geometria estão sendo analisadas para tornar os equipamentos de separação mais adequados as novas condições operacionais. A motivação para estes estudos, tanto parte da Petrobras como são temas naturais de estudos, pois são evolução do que desenvolvemos.

## ANEXO E – ENTREVISTAS: PETROBRAS

### Profissional: Engenheiro de Equipamento (Consultor Sênior)

1. Conte um pouco da história do hidrociclone dentro da empresa. Quando ela começou a utilizá-los e por quê?

O primeiro hidrociclone para separar óleo da água foi utilizado pela primeira vez no final da década de 1970. Nessa ocasião, um navio petroleiro da Exxon Valdez encalhou, provocando um derramamento de óleo. O governo inglês lançou um desafio para os institutos de pesquisa e para as universidades inglesas com vistas ao desenvolvimento de uma tecnologia que pudesse tratar a água contaminada. Os hidrociclones são utilizados há mais de cem anos na separação de sólido-líquido e líquido-gás. Os pesquisadores da Universidade de Southampton perceberam que essa poderia ser uma tecnologia que poderia ser aplicada para realizar o processo de separação da água e do óleo. Os hidrociclones para tratamento de águas oleosas sofreram modificações principalmente na geometria, tornando-se equipamentos mais alongados.

A universidade vendeu a patente dos hidrociclones para uma empresa chamada Vortoil que na época tinha participação inglesa. Essa empresa viu que os hidrociclones eram uma tecnologia muito mais promissora para a produção de petróleo do que para o que eles tinham sido inventados. Até essa época, o tratamento da água nas unidades de produção era feito por grandes tanques decantadores e o líquido tinha que passar em torno de meia hora para ser tratado. Os hidrociclones eram equipamentos bem menores e a água era tratada em cerca de um segundo a um segundo e meio. Então, o hidrociclone mostrou-se bastante promissor, ocupando menos espaço, menor peso e realizando o processo de separação mais rapidamente. A Petrobras e todas as operadoras de petróleo passaram a utilizar os hidrociclones para tratar água oleosa. Em meados da década de 1980, a Petrobras pensou em comprar a Vortoil, pois era a única empresa que fornecia esse tipo de hidrociclone. No entanto, a Conoco foi mais rápida e comprou a Vortoil. Todas as outras petroleiras ficaram com medo de não ter mais o fornecimento dos hidrociclones, uma tecnologia bastante promissora. A Vortoil tinha a patente, se a Conoco quisesse ela não iria fornecer para ninguém. Teríamos que continuar usando uma tecnologia antiga, pesada, espaçosa e cara. Foi aí que a Petrobras teve a ideia de fugir dessa patente e criar o hidrociclone Petrobras.

2. E como deu esse processo de desenvolvimento de um hidrociclone novo para o mercado?

A ideia nasceu dentro do SERMAT que coordenou esse projeto e contratou a USP-CENO. O pessoal do E&P esteve bastante envolvido e nós só entramos no projeto quando ele já estava em fase de teste. Foi muito importante para a nossa equipe a participação nesse projeto. Apesar de na época ter um pessoal de separação de fases dentro da engenharia química até mais capacitado para realizar o projeto, o SERMAT optou pelo CENO. Fato é que o projeto foi bem sucedido. O pessoal da USP começou a trabalhar com os hidrociclones da Vortoil e ver o que poderia ser modificado para desenvolver um novo hidrociclone. Eles



fizeram modificações na geometria, colocaram um sistema de alimentação diferente que trouxesse algumas vantagens para melhorar o escoamento do fluido e a patente foi depositada e foi concedida. Isso tudo foi feito em testes experimentais na USP. O pessoal lá construiu os modelos em acrílicos, realizou testes e selecionou as melhores geometrias para cada tipo de situação. O pessoal da produção gostou muito dos novos hidrociclones. A patente foi depositada por volta de 1989.

3. E o que a Petrobras fez após o depósito das patentes?

Bem, o que queríamos com o desenvolvimento de um novo hidrociclone era fugir do monopólio da Vortoil e principalmente da ameaça de interrupção do fornecimento dos hidrociclones. Então, nós capacitamos seis fornecedores para fabricação desses hidrociclones que estivessem interessados em produzi-los. Eram empresas de usinagem. Como a demanda por hidrociclones é baixa, o processo de fabricação que predomina é a usinagem, uma vez que a fabricação dele utilizando um processo fundido requer uma demanda alta e contínua para justificar o investimento nas formas de fundição para cada geometria e outros equipamentos. Mas a fabricação por usinagem sai com custo unitário maior que a fabricação dele fundido. O processo de usinagem é mais caro e demorado. Você tem que pegar uma barra de ferro, cortar e usinar. A Vortoil não utiliza esse processo, ela utiliza o processo de fundição de aços especiais. Bem, na época qualificamos uns seis fornecedores interessados. Passamos os desenhos para eles, inspecionamos o processo de fabricação e testamos a qualidade. Eles assinavam um termo de confidencialidade no qual eles não poderiam produzir os hidrociclones para outra empresa. Qualificamos seis para ter concorrência. Hoje, só são uns dois fornecedores. Ao longo desse tempo, toda vez que a Petrobras precisou de hidrociclones ela ia ao mercado e fazia licitação. Às vezes apareciam quatro, às vezes duas, dependia do interesse delas.

4. Mas a Petrobras se envolveu em um projeto com a Kverner, não foi isso? Era para desenvolver que tipo de hidrociclone?

Esses hidrociclones que estávamos falando eram para tratar água com baixíssimos teores de óleo – 1.000 ppm de óleo, no máximo 2.000 ppm de óleo. Esse projeto que você está falando foi com a Kverner que foi comprada pela Aker. Nesse projeto, essa empresa norueguesa lançou um projeto multicliente onde participaram várias empresas para desenvolver hidrociclones para tratar água com percentuais maiores de óleo (5%, 10%, 30%) que requerem outra geometria. Esse projeto começou em 2003. Ela ia desenvolver um sistema chamado Cysep e chamou várias operadoras para participar. Seriam desenvolvidos três hidrociclones: um para alto teor de óleo, um para médio e outro para baixo teor, similar ao que a gente já conhece. A Petrobras não foi convidada, ficamos sabendo através de *paper* e pedimos para entrar. Fomos a algumas reuniões, acompanhamos alguns testes. Mas os hidrociclones foram feitos para tratar óleos com as características do Mar do Norte, que são óleos leves mais fáceis de separar. Nosso óleo é mais pesado, mais difícil de separar. Nós falamos para eles que tínhamos interesse de realizar testes para óleos pesados. Mas quando isso aconteceu, a Kverner já atravessava por problemas financeiros. Então, o projeto teve uma descontinuidade. A Statoil que também participava do projeto estava

pensando em comprar esse sistema novo de hidrociclones. Caso ela comprasse, a empresa poderia até melhorar a situação financeira e o projeto continuaria possivelmente. Mas a Statoil não comprou e o projeto parou. E eles cederam dois hidrociclones novos para nós fazermos testes. Nós trouxemos e fizemos os testes junto com o pessoal do E&P e percebemos que eles eram bastante promissores. Mas não teve jeito de continuar o projeto por lá, pois quando a Kverner foi comprada pela Aker o pessoal técnico de separação de lá sumiu. Perdemos o contato. Foi quando o pessoal do E&P resolveu fazer outro projeto parecido com o qual desenvolvemos antes e conseguimos fazer patentes de hidrociclones de médio e alto teor. Eles podem perfeitamente ser fabricados por esses fornecedores nacionais. Apesar de termos testado esses hidrociclones, não estamos utilizando o sistema ATO-MTO-BTO (alto teor de óleo, médio teor de óleo, baixo teor de óleo). Depois que conseguimos a patente, a Aker percebeu que esse era um mercado bom e reativou o antigo projeto e nos vendeu um sistema desses que possivelmente será instalado em Pampo. Mas não temos nenhum sistema desses operando ainda.

5. Como você vê a demanda de hidrociclone da Petrobras?

Num encontro que tivemos para tratamento de água, uma das recomendações que surgiram foi que os hidrociclones devem ser tratados como item de consumo. Ou seja, temos que ter fornecedores capacitados para nos fornecerem continuamente aqueles *liners*. Temos vários problemas de substituição com os hidrociclones. Existem plataformas com *liners* Petrobras e encapsulados. O pessoal da produção prefere o *liner* Petrobras, pois é mais fácil a operação e a manutenção, mas o pessoal da engenharia gosta do envasado devido à economia de espaço. Mas, o que estava falando era que quando um *liner* encapsulado dá um problema existe uma dificuldade de encontrar o fornecedor que é de fora, realizar a troca do *liner*. Temos a intenção de fazer um projeto com o hidrociclone Petrobras dentro de vaso. Teríamos que ter um projeto de engenharia, pois o hidrociclone Petrobras é maior. Tendo em vista a economia de espaço, teríamos que ter um projeto novo.

6. E como é esse problema que vocês têm com a reposição dos hidrociclones?

Quando fazemos a compra de um fornecedor externo, fora do país, eles nos dão um sistema completo que daqui a alguns anos irá apresentar problemas com dois ou três hidrociclones. Aí, para encontrar esse fornecedor é um problema. Ter que abrir nova licitação para poucos hidrociclones. O ideal seria que tivéssemos fornecedores aqui que soubessem fazer isso para acelerar esse processo de reposição. Eles poderiam ver os hidrociclones que estão dando defeito e fornecê-los para nós. Essa é uma demanda que a Petrobras quer. Ela quer ter condições de repor isso sem ter grandes problemas.

7. E a Petrobras, tem condições de realizar alguma parceria com fornecedores nacionais para que eles produzam hidrociclones envasados?

Sim. Nós já temos os hidrociclones Petrobras que são maiores e possuem uma cabeça de alimentação maior. Para envasá-los teríamos que ter um projeto de engenharia que considerasse alternar os *liners* com uma certa defasagem entre

um hidrociclone e outro. Isso geraria uma economia de espaço e o vaso não ficaria grande.

8. Já existe um projeto para isso?

Não, mas seria fácil. O negócio é que o pessoal da produção não se interessa nesse projeto. Eles que nos financiam e eles preferem os *liners* Petrobras fora dos vasos. Mas estamos abertos para fazer esse projeto. Isso é um projeto de engenharia, não é de pesquisa.

9. E o Inova Petro? Não seria um oportunidade para se fazer isso?

Olha, a ideia inicial do Inova Petro era desenvolver os *liners* da Petrobras dentro de vasos. Mas não sei como isso ficou.

10. E os fornecedores nacionais, têm interesse em desenvolver esses hidrociclones dentro de vasos?

Os fornecedores nacionais têm interesse em desenvolver os hidrociclones Petrobras dentro de vasos para vender, inclusive, para fora. Mas nós precisaríamos dar uma licença para eles venderem para terceiros. Isso seria uma boa, pois eles teriam a pesquisa deles, podendo gerar até melhorias de produto. Isso seria bom para a gente. Mas existe um impasse nessa questão da licença. O dono da Zimec, antiga fornecedora que foi comprada, vivia atrás da gente pedindo uma autorização da Petrobras para fornecer para terceiros. Mas ele nunca conseguiu. Nós poderíamos até ajudar a eles no desenvolvimento do projeto de engenharia.

11. Isso poderia ser bastante interessante para eles porque o que vai predominar no pré-sal são os envasados, não é isso?

Com certeza. Os projetos do pré-sal saem todos dentro de vasos.

12. E os hidrociclones marinizados?

Já existe um em Marlim fornecido pela FMC. Estamos com alguns problemas nesse sistema. Ele ainda está em teste. Ele seria mais útil para reinjetar a água.

13. E o descarte, poderia ser feito lá também?

Olha, nenhuma operadora tentou isso. Acho que seria muito difícil os órgãos ambientais permitirem isso, pois seria praticamente impossível de fiscalizar.

14. Você falou da importância de ter fornecedores nacionais. Quais seriam as vantagens de ter eles próximos?

Daria muita agilidade para a gente. Até mesmo porque estamos com uma estratégia de fazer estoque. Para cada plataforma tem um tipo de hidrociclone, se ela está precisando, faz o embarque. Se o estoque está acabando, faz o pedido. O fornecedor estando aqui perto facilita muito e vamos precisar dessa agilidade

para o pré-sal onde tudo está mais distante. Ter fornecedores nacionais que possam fornecer qualquer tipo de hidrociclone dentro de vasos é muito importante. Muito importante mesmo.

### Profissional: Engenheiro de Petróleo

1. Você pode descrever as características do hidrociclone, o que ele faz, a sua importância para a produção de petróleo, etc?

Bem, o hidrociclone tem uma entrada tangencial e é composto de um corpo cilíndrico e de um corpo cônico. Tem um indutor (chamado de voluta de entrada, onde se concentra basicamente toda a tecnologia). Como acelerar o fluido sem que quebre demais as partículas? Porque você vai usar para tratar num hidrociclone tradicional uma corrente riquíssima em água com 1 ppm de óleo. Quando se fala em ppm é muito pouco, para se ter uma ideia 1.000 ppm corresponde a 0,1% de óleo. A gente está falando aqui de um tipo de hidrociclone que deve receber uma carga de até 500 ppm e proporciona uma saída de 100 ppm, a corrente vai para os flutuadores onde alcança em torno de 20 ppm, que é a quantidade de óleo permitida para se fazer o descarte. Na verdade, o hidrociclone é usado para o tratamento de água oleosa. E pode ou não precisar de flutuadores para o descarte.

Num reservatório você tem uma capa de gás, uma camada de óleo e uma camada de água. Quando se perfura uma rocha, o objetivo é parar o canhoneado na zona de óleo – obviamente você vai carrear muito gás. À medida que os campos vão ficando maduros, ocorre uma migração natural da água porque a pressão do óleo vai caindo, o que ocasiona a produção de muita água junto com o óleo. Muitos campos hoje no mundo são maduros, tanto é que se produz mais água do que óleo. Você tem uma cadeia de tratamento que, de forma simplificada, é composta por separador de primeiro estágio, e depois, o separador de 2º estágio em algumas plataformas. (Quando eu falo em separador, são separadores gravitacionais usados só para dar tempo de residência e nos quais se faz um abaixamento de pressão.) No terceiro estágio se tem os tratadores de óleo (TO's) ou tratadores eletrostáticos, que fazem o papel principal de limpar o óleo, resultando em: óleo com 0,5% de água e água com resíduo de óleo que tem que ser tratada para ser descartada/reinjetada no reservatório/lançada no mar, para a qual se tem um limite de contaminação. A água contaminada com óleo oriunda do separador 1, separador 2 e do TO deverá ser tratada. O TO é o grande equipamento da plataforma. Tudo que estamos falando até agora está associado ao calor, o calor é usado como fonte de quebra da mistura óleo-água, que são dois fluidos imiscíveis e só na indústria do petróleo eles ficam miscíveis e você quer acabar com isso. Para tratar a água que sai contaminada com óleo, você utiliza uma bateria de hidrociclones (vários hidrociclones em paralelo para tratar o fluxo todo). Um *liner* de hidrociclone de fornecedor internacional é feito para tratar uma corrente de 2 metros cúbicos por hora.

Os hidrociclones não são arrançados em série, a água que sai deles vai para um flutuador, que é um outro sistema de separador, para ser descartada. Em alguns casos, se for uma água muito fácil de ser tratada, a água que sai do hidrociclone já sai pronta para ser descartada. O hidrociclone fica em paralelo porque quando se fala da produção de uma plataforma, supondo uma planta com produção de

100 mil barris/dia com produção de 70% de água, tem-se 70 mil barris de água. Um hidrociclone tem 1,5m de tamanho e o maior diâmetro dele deve ser 10 cm. A gente faz muitos ensaios com hidrociclone, mas como ele é um equipamento que tem muito efeito centrífugo associado, não dá para estudar ele em escala menor, pois não se consegue obedecer algumas constantes e parâmetros físicos. Assim, há necessidade de sempre ensaiá-lo em tamanho real, mas como ele não é muito grande, pois a vazão que ele consome é só 2 metros cúbicos por hora, não há grandes problemas. Se a gente está falando de 70 mil bpd, 10.000 metros cúbicos por dia, ou seja, em torno de 420 metros cúbicos por hora que se precisa tratar, gerando a necessidade de cerca de 210 *liners*. O hidrociclone Petrobras é diferente, sua capacidade de tratamento é de 5-8 metros cúbicos por hora. Como acomodar tantos hidrociclones juntos? Daí a necessidade de fazê-lo encapsulado (uma porção de *liners* num vaso). Todos os hidrociclones dos fornecedores internacionais são encapsulados, ou seja, ficam dentro de vasos. Tem-se um vaso com um arranjo com uma porção de *liners* e um cabeçote de alimentação e uma descarga. O hidrociclone Petrobras não é encapsulado e chega a ter 1,8 metros (é bem maior que o internacional) e trabalha em paralelo também, tem-se uma bateria de vários hidrociclones que ficam alinhados/*skidados*, estalherados num *skid* (um do lado do outro), não tem vaso. A posição do hidrociclone depende do arranjo na plataforma. Estamos falando de algo em torno de 1.000 G e pode chegar até 2.000 G. Os hidrociclones Petrobras trabalham com *liners* isolados, para cada *liner* tem uma mangueirinha entrando. Vantagem: manutenção mais fácil. Desvantagem: ocupa uma área de convés muito maior. Em hidrociclones encapsulados você tem que ter um sistema de retrolavagem muito eficiente, um método de avaliação para verificar se o *liner* está furado (tem muitos materiais com potencial corrosivo, arenoso, abrasivo o que dá desgaste no hidrociclone). Então, esses são os dois conceitos de hidrociclone que a gente fala: *liners* individuais e encapsulados (vaso cheio de *liners*).

## 2. Mas o encapsulado já existia para a produção do pós-sal?

Sim. Quando a Petrobras monta uma plataforma com uma empresa internacional que oferta o hidrociclone da Vortoil, por exemplo, é entregue um vaso de hidrociclone, não é um *liner*. As plataformas mais antigas possuem *liners* individuais desenvolvidos pela Petrobras. Tem todo um arranjo na plataforma com um deck exclusivo para a bateria de hidrociclones. Como o hidrociclone funciona? Você tem a própria energia do processo, quando você recebe uma produção ela é pressurizada pela natureza da operação. Na voluta você tem o desenvolvimento do escoamento, que é acelerado, com o efeito centrífugo a parte mais pesada vai para a parede e a parte mais leve para o centro. No nosso caso, a parte mais leve é o óleo e dentro você vem formando um filete de óleo. Existe uma diferença de pressão que é criada pelo próprio movimento do hidrociclone que faz com que a tendência do fluido que vai para a parede saia por aqui... Você pode imaginar que o que você tem dentro da água oleosa são várias gotas de óleo, que é o que a gente chama de micragem (Qual a micragem do fluido que você quer tratar? Quantas micras tem essa gota?). Se a gota for muito pequena, vale a 'Lei dos Fluidos de Velocidade Terminal' onde você relaciona a viscosidade do fluido, a densidade e o diâmetro. Quanto menor for o diâmetro, pior será para separar, mais tempo leva. O tempo médio de residência (tempo que o fluido permanece dentro do equipamento) no hidrociclone é de 1,5 segundo (muito pequeno). Por

exemplo, qual o tempo médio de residência nos separadores gravitacionais nas plataformas da Petrobras? 7 minutos. No hidrociclone é difícil falar em tempo de residência porque tem fluídos que entram e já saem enquanto outros demoram mais, então, fala-se em tempo médio de residência. Enquanto você tem atuando no separador gravitacional somente a força G; no hidrociclone você tem o efeito centrífugo gerado no centro (desenhou o gráfico de velocidade tangencial ou azimutal) e que zera na parede. À medida que vai se aproximando do centro, a velocidade cresce exponencialmente (chega até 2000 G) e o hidrociclone acelera muito rápido a partícula. Se a partícula for muito pequena, ela não vai se acelerar. Se for colocada uma voluta com muitos campos vivos/muito agressiva, (o fluído entra acelerado, se está falando de uma diferença de pressão para o hidrociclone funcionar da ordem de 7 bar). Se você não tem o desenho, uma certa característica de mecânica dos fluídos, você provoca o cisalhamento do fluído. O fluído entra com uma energia muito grande, bate na parede, não é acelerado adequadamente e acaba havendo um choque no fluído e você acaba quebrando as gotículas (por exemplo, se você tinha uma gotícula fácil de separar de 30 micras e ela for quebrada, ela pode chegar a 15 micras, que é quase o limite do tamanho de uma gota, é quase o limite de separação). O coração do hidrociclone é a voluta de entrada porque é muito importante como ela é desenhada, como fazer com que a aceleração seja suave e agressiva ao mesmo tempo (como acelerar o fluído sem provocar o cisalhamento?).

3. Existe alguma diferença dos hidrociclones para o pré-sal e os atuais hidrociclones?

Inicialmente não. O pré-sal não vai diferir muito do que a gente está acostumado a tratar, que é fazer o tratamento de água oleosa. O conhecimento que a equipe de hidrociclones teve aqui foi suficiente para gerar inclusive patentes de hidrociclones, que têm um funcionamento melhor do que os hidrociclones tradicionais/convencionais inclusive por ele ser um pouco maior, por ele aceitar um volume de processo bem maior que os tradicionais, o que pode ser um trunfo. Os hidrociclones tradicionais processam de 2 a 3 metros cúbicos por hora e o hidrociclone Petrobras processa de 5 a 7 metros cúbicos por hora (já se trabalha até com 7, o que é possível se tiver pressões elevadas). O problema do pré-sal hoje é que ele é um campo novo; e como todo campo novo, não traz muita água; então, a planta de tratamento de água ainda é pequena no pré-sal, mas pode vir a ser grande se, por exemplo, o campo for muito tempo explorado, se houver migração de água para o reservatório de óleo. Então, as plantas de tratamento de água no pré-sal não são grandes. Mas estão tendo que tratar uma água com características bem distintas. No pós-sal você tem uma cadeia maior para fazer o tratamento de água, porque você tem muita água. Então, você tem bateria de hidrociclones, bateria de flotadores e mais um vaso reservatório se nada disso der certo, que eles chamam de vaso *skimmer*. Se não enquadrar, você joga a água para um vaso de rejeito que fica lá descansando e depois você põe essa água para recircular de novo. Como a gente está falando do pré-sal (que é um campo novo, onde o aparecimento de água ainda é pequeno), o equipamento provavelmente estará ocioso se você fizer uma planta para operar durante 20 anos. Vai estar fácil ainda para esse equipamento trabalhar, ele é muito folgado. Hoje, ainda não ouvi falar da dificuldade de se estar aparecendo muita água no pré-sal.

4. Mas existe algo que ameace o desempenho dos atuais hidrociclones devido às novas características da água a ser tratada?

Acho que sim. Existe um fator de incrustação que pode ser grande em virtude de se ter uma elevada quantidade de sal na água de formação do pré-sal. O pré-sal chega quase que à saturação de sal na água (300 gramas por litro); tem água de formação com 270 gramas de sal por litro. Por exemplo, a água de Marlim possui 70 gr/litro; a água do mar, 35 gr/litro; a água do Mar Morto, em torno de 150 gr/litro. Então, pode existir esse potencial de incrustação e isso tudo vai estar associado também à questão dos íons (como sulfato de bário) e minerais contidos. Mas o teor de sal por si só pode ser um fator de incrustação. Mas isso teria que ser avaliado.

5. Então, existe dois tipos de hidrociclones que convivem nas plataformas e que ainda perdurarão algum tempo?

Sim. Tem plataformas que utilizam hidrociclones Petrobras e outras utilizam hidrociclones que não são nacionais. Os hidrociclones que não são da Petrobras são todos em vaso/encapsulados; e os que são da Petrobras são todos individuais. Então, você tem as duas coisas na companhia. No pré-sal não tem, nem terá hidrociclone *liner* individual, só encapsulado. Isso porque muitos navios fretados já vêm com processo *turn-key* (compra o projeto todo de fora e só monta aqui) e quando você faz isso, ninguém trabalha lá com *liner* individual, é tudo encapsulado. Além disso, no pré-sal a gente só trabalha com vasos de hidrociclone porque ocupam menor área de convés. O grande apelo do hidrociclone é ocupar uma área menor. Quando você individualiza o hidrociclone, não põe ele acomodado, você acaba ocupando uma área grande.

6. Existe tanta diferença em se produzir um hidrociclone *liner* e um encapsulado? O que precisa de novo para sair de um para o outro?

É o arranjo, como vai ser feito o arranjo dos hidrociclones Petrobras no vaso (porque os hidrociclones da Petrobras não são iguais)? Os hidrociclones internacionais têm uma cabeça bem menor, são bem uniformes; os hidrociclones da Petrobras têm um cabeçote de entrada bem maior, bem maior mesmo. Então, tem-se que fazer um arranjo geométrico naquilo ali. Para esse tipo de hidrociclone (encapsulado), a gente já sabe como o fornecedor faz, não tem mistério. Você põe um espelho grande e vai enfiando os hidrociclones lá dentro. O problema do hidrociclone da Petrobras é sua geometria de entrada, que é bem diferente, é bem maior, então, vai exigir um arranjo melhor daquilo. É um verdadeiro projeto de engenharia que foge do nosso escopo. Se você fizer o mesmo arranjo do hidrociclone internacional, vai ficar um vaso gigante.

Comparativamente, o hidrociclone Petrobras tem um corpo maior, tem uma vazão de processo maior. Mas, se você perguntar aos operadores (pessoal de plataforma), eles preferem trabalhar com os hidrociclones Petrobras, eles operam melhor para o nosso tipo de óleo (mais pesado). Porque eles operam melhor? Primeiro, porque o nosso óleo é mais difícil de tratar, o que pode não ser o caso do pré-sal, que é um óleo mais leve. Então, esse tipo de hidrociclone (encapsulado) pode funcionar bem para o pré-sal.

7. Vocês trabalham muito trocando ideias com o E&P? Mas é só o E&P ou também a área de materiais?

É mais o E&P, a demanda chega por lá. Quem financia nossos estudos é o E&P e trabalhamos de acordo com a demanda deles.

8. Uma dúvida, para o desenvolvimento do hidrociclone Petrobras existiu algum fornecedor que participou junto com vocês do projeto de desenvolvimento?

Não, foi tudo feito aqui.

9. Desde a década de 1980?

Desde a década de 80 não teve nenhum fornecedor que participou no desenvolvimento do hidrociclone. A Petrobras fez o projeto e entregou para alguns fornecedores para fabricar o hidrociclone.

10. E o desenvolvimento de hidrociclones para tratamento de água com maiores teores de óleo? O projeto que vocês desenvolveram resultou em patentes, não é?

Sim, mas a gente nunca apresentou para ninguém. Inclusive o projeto foi cortado agora. A gente iria continuar esse desenvolvimento, fizemos um ensaio muito grande num campo de terra em 2008 e esse processo vinha se arrastando, e a gente querendo que o E&P bancasse esses estudos, só que todos os esforços da companhia migraram para o pré-sal, onde esse tipo de tratamento não se encaixa. Porque são campos novos, não tem água lá.

11. O fornecedor nem tanto, mas eu vi que a universidade ajuda bastante no desenvolvimento.

Muito forte. Principalmente a universidade que a gente escolheu, que é a UNIFEI.

12. Por que UNIFEI?

Porque lá tem um grupo robusto e extremamente dedicado à área de processamento primário. A área de processamento primário é uma área nova e eles se aventuraram nela. A capacidade de solução daquela equipe é fantástico. Um dos maiores parceiros que a gente tem, nunca se negou a fazer nada, já fizeram muita coisa e fazem muito bem.

13. Então, quando surge assim alguma questão, eu imagino, aqui dentro, nem pensa em outro?

Qualquer coisa que acontece aqui a gente corre para lá. A expertise que eles pegaram hoje é muito grande. A gente está trabalhando muito agora com a COPPE, a gente está fomentando bastante, a gente criou um laboratório no Centro de Tecnologia 2, se chama 'Laboratório de Separadores Compactos', que foi praticamente todo financiado pela nossa gerência. Tem equipamentos sofisticados lá e a gente está fomentando estudos lá. A gente tem um contrato



agora de separadores gás-líquido, baseado em tecnologias ciclônicas (nosso grupo aqui é de tecnologias ciclônicas, então, tudo acaba se correlacionando, tudo tem hidrociclone envolvido ou um movimento centrífugo envolvido) e a gente está com esse contrato com o pessoal da UFRJ assinado já, e trabalhando em cima dele, onde a gente vai estudar três tecnologias diferentes.

14. Você falou também em convênios com a PUC.

Nós fizemos um convênio com a PUC.

15. Esse convênio é um contrato formal? Como é que funciona?

Com a PUC foi um contrato para eles nos ajudarem a pesquisar como é o escoamento dentro de um hidrociclone, para ver onde a gente pode melhorar, se devemos aumentar a vazão de entrada, mexer na geometria. Na época, eu estava trabalhando com técnicas de medição extremamente sofisticadas, uma técnica chamada LDA e a outra chamada PIV; que você conseguia medir todo o campo de velocidade sem utilizar instrumentos que a gente chama de intrusivos ao escoamento, que perturbam totalmente o escoamento. Com a PUC, eu fiz um contrato para me ajudar nesse trabalho, de fazer a investigação, porque eram técnicas novas.

16. Foi para esse trabalho de ATO-MTO-BTO (hidrociclones para tratar águas com maiores teores de óleo)?

Sim. Eu estava investigando um hidrociclone MTO. Eu fiz esse contrato com a PUC porque tinha uma equipe na PUC que trabalhava com PIV. Então, o contrato com a PUC se restringiu mais ou menos a isso. Na PUC tinha uma equipe que mexia com PIV, eu tinha dois modelos do hidrociclone e emprestei um para eles enquanto fazia um outro trabalho aqui. Na PUC eu fui buscar o seguinte: eu não dominava a ferramenta PIV e precisava deles para isso, eles têm um grupo que foi muito proveitoso, eles me ajudaram muito.

### Profissional: Químico de Petróleo

1. Como funcionam os hidrociclones?

Os hidrociclones são separadores ciclônicos, são tubulares com partes cilíndricas e cônicas justapostas. Ou seja, ele funciona como? Ele transforma energia de pressão em energia de rotação e com a aceleração centrífuga faz com que por diferença de densidade os fluídos se separem. Daí a gente tira que quanto mais viscoso o fluído mais difícil dele se separar, entendeu? Porque as gotas têm que caminhar com a força centrífuga para a parede, o que é mais pesado vai para a parede, o que é mais leve vai para o centro e aqui no centro você tem uma zona de baixa pressão como se fosse um tornado mesmo (se você olhar um tornado, ele funciona da mesma forma, pega rodando e no centro tem uma zona de baixa pressão por isso que ele arranca as coisas do chão e joga para cima), então, o que é leve vai ficar no centro e sai por cima, o que é pesado fica na parede e sai por baixo. Ele começou como um separador sólido-líquido, era ciclone, não era

hidrociclone. O pessoal usa muito na área de perfuração, quando você está perfurando os poços você usa um fluido de perfuração, que é um fluido pesado para você manter uma pressão hidrostática de forma que o que está dentro do reservatório não saia e ocasione alguns acidentes. Essas imagens que você vê de óleo espirrando para cima isso é chamado de *blowout*, é uma coisa que você não quer que ocorra. Então, você mantém um fluido pesado, você usa a broca e injeta esse fluido pesado e ele mantém uma pressão hidrostática e esse fluido retorna carreando os cascalhos e sólidos mais pesados da perfuração mesmo. Então, quando ele retorna esse fluido tem que ser reaproveitado para não se ter um gasto excessivo, mas como ele está cheio de cascalhos, você quer remover esses cascalhos e o pessoal já usava ciclones para separação desse sólido-líquido. Você já fazia essa separação com ciclones, só que são ciclones diferentes, são menores, têm a boca de saída mais larga porque o que você quer tirar são os sólidos pesados que saem por baixo e o que você quer de leve sai por cima, e você vai aproveitar os fluídos.

E também existem ciclones de separação sólido-fase gasosa, se você quiser separar particulados de ar comprimido, por exemplo, também existe, você pode fazer isso. Sistema de separação de poeira, acho que é utilizado mais na parte agrícola. Se você quer tirar mesmo parte sólida do seu meio. Então, porque ele começou sendo usado dessa forma? Porque você tem coisas de densidades muito, muito diferentes. Você pega a densidade da água, do fluido que você está usando (2 ou 3 ponto alguma coisa) e o sólido, uma densidade de dezenas. Então, a separação fica muito mais fácil. Quem vislumbrou isso foi a Universidade de SouthHamptom. Na década de 1970 teve um derramamento de petróleo nos EUA e eles foram atrás dos cientistas em busca de algo para retirar o óleo da água, então, ele desenvolveu esse *liner* de hidrociclone, que tem o mesmo princípio de funcionamento de um ciclone de separação sólido-líquido ou sólido-gás. Só que para fazer essa separação, como as densidades são mais próximas (a gente está falando de densidade da água de 1 e densidade do óleo, se for um óleo bom, de 0,8) ele modificou o ciclone e chamou de hidrociclone, ele fez um *liner* mais comprido, ele tem uma redução leve de angulação da parte cônica para que você mantenha essa velocidade angular ao longo de todo o corpo e tenha maior aproveitamento de separação. Então, isso começou na década de 1970 com a água oleosa, você queria pegar a água que estava com óleo derramado (ppm de óleo na água) e separar esse óleo. O pessoal viu que a aplicação era boa, que o hidrociclone poderia ser usado e começou a utilizá-lo no tratamento de águas oleosas de unidades de produção (refinarias ou plataformas de exploração), principalmente plataforma porque é um equipamento mais compacto e ocupa menos espaço.

2. Parece que é o que vem determinando a utilização dele na plataforma, a economia de espaço que ele gera. Pelo que eu conversei e li, a centrífuga parece que é até mais eficiente em termos de qualidade de água e força G atuando, mas, no entanto, a questão do espaço do hidrociclone foi determinante, parece que ele venceu a disputa tecnológica com o separador gravitacional...

Cada um tem sua função, a gente pode até conversar sobre todo o processo, como ele é feito em uma plataforma. Agora, a centrífuga e o hidrociclone têm mais ou menos a mesma função; a centrífuga tem uma eficiência muito maior porque ela gera milhares de forças G, enquanto o hidrociclone, centenas. Pela Lei

de Stokes você tem que a velocidade terminal de uma gota é igual à diferença de densidade dos fluídos (por isso que é importante você saber, um óleo mais leve é mais fácil de separar do que um óleo mais pesado, porque aí as densidades são muito próximas); depende do G (que nesse caso do hidrociclone seria centenas de G, se você for falar do separador gravitacional normal seria só 1 G) e do diâmetro da gota (se você tiver gotas muito pequenas, a velocidade terminal dela é muito pequena e você não consegue separar) sobre  $\mu$  (quanto maior a viscosidade, mais difícil separar a gota de óleo na água, por exemplo; por isso que o hidrociclone foi pensado inicialmente para a fase contínua sempre água, você vai ter sempre mais água do que óleo, porque aí você traz sua viscosidade para baixo, fica a viscosidade da água como dominante, aí o efeito de viscoso não influencia tanto). Mas realmente o que exerce essa função hoje nas plataformas são os hidrociclones.

3. Parece que a fabricação do hidrociclone não é tão difícil. Pelo que eu entendi, o grosso do conhecimento está em você conseguir desenhar o hidrociclone, a geometria...

É, não tem muito mistério, se você pegar a primeira patente para os hidrociclones que são feitos hoje, as variações são muito pequenas. O que você muda é um pouquinho a angulação e diz que vai ter um ganho X, e você muda a forma de alimentação e vai ter um outro ganho. Mas, a cara do hidrociclone é mais ou menos a mesma.

4. E a diferença dele para o encapsulado?

Esse primeiro hidrociclone, depois que a Vortoil comprou, a Conoco (posteriormente Conoco Phillips) comprou a Vortoil. A Conoco fez o projeto do encapsulamento e começou a ser fornecedora de hidrociclones encapsulados. Nada mais é do que colocá-los dentro de um vaso. E você tendo os parâmetros de projeto da sua unidade (qual vai ser a vazão que ela vai receber, quanto você está planejando de água que vai vir), você já faz um encapsulamento que de alguma forma você tenha flexibilidade ao longo da vida produtora do campo. Você pode fazer isso com um vaso segmentado ou com vários vasos em paralelo. Se você está no início de vida do campo, você usa um vaso só; depois vai aumentando a quantidade de água e você vai alinhando novos vasos.

5. Parece que o *liner* Petrobras é preferível pelos operadores de plataforma.

Por questões de manutenção e de eficiência.

6. De 5 a 7 metros cúbicos por hora, enquanto o outro são 2 metros cúbicos por hora por *liner*. E se ele encapsulado economiza mais espaço na plataforma, porque quando eu digo que o hidrociclone ganhou a guerra em relação à centrífuga e ao separador gravitacional é que, no limite, você poderia colocar um separador gravitacional ali. Estou vendo que você sempre tem um trade-off eficiência X espaço – o espaço na plataforma parece que é algo muito crítico, então, você nem sempre tem a tecnologia mais eficiente, mas por ela ter uma economia de espaço você acaba a utilizando. Parece que a centrífuga também você tem mais dificuldades de controlar do que o hidrociclone.

Isso mesmo. Além disso, a centrífuga tem partes móveis e você tem o desgaste mecânico.

7. Em termos de desenvolvimento de hidrociclone, se há expertise para desenvolver *liner*, é muito fácil colocá-lo dentro de um vaso?

Acho que não é difícil, mas precisa de um projeto básico de engenharia muito bem feito. Tem toda uma parte de engenharia por trás. Você vai ter que fazer o projeto básico de como seria feita a alimentação, detalhar ele, botar um sistema de controle básico nesse vaso, por pressões mesmo. Os *liners* Petrobras, por exemplo, que eles são individuais. Se você for na plataforma P-37 e tem outras plataformas que têm *liners* Petrobras. Você tem a alimentação deles toda por uma tubulação única que alimenta vários *liners* separados. Qual é a dificuldade/problema de se fazer vários *liners* separados? Na verdade não é um problema, você tem que fazer uma câmara de alimentação para cada um. Se você fosse encapsular esses *liners*, você não precisa dessa câmara, você simplesmente tiraria essa câmara de alimentação, pegaria o *liner* como ele é e botaria um cabeçote de vaso normal, e a pressão naquele vaso alimentaria igualmente todos os seus *liners*.

8. E tanto os encapsulados como os *liners* Petrobras vêm em um *skid*?

Sim. Se for ver a lista de documentos só de um *skid*, tem a parte de: manuais, preservação, transporte do *skid*, como erguer ele, os cálculos de processo, depois os cálculos dos vasos, a parte de tubulação, os pontos de stress dele, a parte estrutural, os *datasheets* de todos os equipamentos, as válvulas, os instrumentos. Tem os PFDs, diagramas de bloco, parte de instrumentação de terminais. É uma cacetada de coisas que você tem que fazer, realmente trabalho para muita gente e gente acostumada a fazer isso.

9. Então, o produto final é o *skid*? Então, a questão não é só encapsular, a questão é encapsular e *skidar*.

Encapsular, *skidar*, parte de controle, parte elétrica, parte de instrumentação, tudo detalhado.

10. Encapsular não é tão fácil não. É complexo...

O fornecedor está acostumado a fazer isso. Se você pegar uma empresa que está fornecendo um vaso separador, ele vai fazer toda essa lista de documentos. Ele está acostumado a fazer toda essa lista.

11. Vaso separador que você chama é...

É o separador trifásico gravitacional. Ele vai ter que dar toda a folha de dados internos, o cálculo dos vasos, o cálculo estrutural, a parte do *lifting* dele, porque ele vai ter que *skidar*, vai colocar uma proteção metálica.

12. Então, para quem fabrica o separador gravitacional e o TO fica mais fácil encapsular, não fica?

Bem mais fácil.

13. A pergunta que eu tenho é: uma vez que o *liner* Petrobras tem uma eficiência melhor por *liner* (capacidade maior) que o convencional, e uma vez que o encapsulamento gera uma economia de espaço, por que a Petrobras já não possui uma patente de um hidrociclone encapsulado?

Porque nós não somos fabricantes de soluções. Se fosse nossa vontade, já teria. O Inova Petro traz justamente essa oportunidade. A gente deixou na nossa especificação bem clara, a gente tem uma geometria que é eficiente, melhor que todas as outras, não sei se ela vai perder eficiência quando vir a ser encapsulado, de repente a questão da voluta individual faz uma diferença absurda para o *liner*. Mas a gente deixou claro, se quiser usar nossa geometria a gente corre atrás, leva o projeto executivo e assina um termo de sigilo.

14. Vocês nunca testaram lá no Cenpes? Nunca pensaram em fazer encapsulado?

Já, lançamos mão de um projeto para isso junto com a UNIFEI, que é a nossa parceira principal e na época, se não me engano, teve um corte orçamentário (não sei se foi em 2009, acho que foi na crise de 2009, porque esse desenvolvimento foi todo em 2008/2009) e não teve grana para fazer. Mas acho que o Inova Petro veio justamente para suprir essa falta de dinheiro, foi pensado nessa época como se fazer isso.

15. Você acha que existe uma oportunidade para vocês (Cenpes) aprenderem no Inova Petro, adquirir esse conhecimento de produzir o encapsulado? A UNIFEI como grande parceira, parece que todo problema que vocês têm lá estão recorrendo à UNIFEI, não é isso?

Principalmente nessa área de processamento, que os caras são muito bons.

16. Então, o Inova Petro seria uma oportunidade para vocês adquirirem conhecimento sobre os hidrociclones encapsulados?

Acho que sim. O interessante, de repente, seria o envolvimento da engenharia básica nisso. Porque seria uma questão de multidisciplinaridade desse projeto, não sei nem se nossa gerência teria condições de acompanhar isso. Não sei, nunca pensei nisso na verdade. Talvez nossa gerência não tenha capacidade de fazer, porque a gente não está acostumado a fazer isso.

17. Envolve uma expertise que vai além do que é o foco de vocês.

É, o nosso é pesquisa fundamental, é saber como funciona o hidrociclone, como se faz o hidrociclone, quais são os fenômenos físicos que estão ocorrendo dentro do hidrociclone, isso é o que a gente faz. Agora, passar isso para um produto de engenharia, a UNIFEI pode fazer com a gente (os caras lá sabem fazer). Mas, se

a gente for fazer o ideal seria envolver a engenharia básica, que está acostumada a fazer projeto.

18. Engenharia básica é outra gerência?

Engenharia básica é que faz todos os projetos de plataformas da Petrobras.

19. A tendência é que na plataforma de pré-sal só tenha encapsulado sem nenhuma diferença dos que já existem, não é?

A tendência é, até porque você está na pressa.

20. Vocês estão prevendo alguma mudança?

Não sei como está o volume de água dos campos do pré-sal que já estão produzindo, mas com certeza as plantas já saíram com unidades de hidrociclone especificadas e não tem, acredito eu, muita diferença do que já é praticado nos outros campos normais. A gente pode ter uma surpresa por causa de pressão estática do reservatório, porque a pressão do reservatório produtor é muito grande no pré-sal por causa das profundidades e a gente tem uma perda de carga, uma queda de pressão muito grande até chegar à unidade. Além disso, existe um potencial de incrustação devido às especificidades da água do pré-sal.

21. Mas vocês de hidrociclone, já estão pesquisando isso?

Nós não. Normalmente quem pesquisa isso – potencial de incrustação – é o pessoal da área de incrustação. Eles que vão dizer se tem potencial ou não. Se tiver potencial, aí sim o hidrociclone é um gargalo e algumas mudanças terão de ser feitas.