

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Adriana Gomes de Freitas
..... E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 06 / 08 / 1999

André Tosi Furtado
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA
PETROBRÁS: PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO
TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE**

Autor: **Adriana Gomes de Freitas**
Orientador: **Prof. Dr. André Tosi Furtado**

41/99

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS
ENERGÉTICOS**

**PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA
PETROBRÁS: PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO
TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE***

**Autor: Adriana Gomes de Freitas
Orientador: Prof. Dr. André Tosi Furtado**

Curso: Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Política Energética

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Campinas, 1999
S.P . – Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	
V.	Ex.
TOMBO BC/	39681
PROC.	229199
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	07-12-88
N.º CPD	

CM-00137481-6

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

F884p

Freitas, Adriana Gomes de

Processo de aprendizagem da PETROBRÁS:
programas de capacitação tecnológica em sistemas de
produção offshore / Adriana Gomes de Freitas.--
Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientador: André Tosi Furtado.

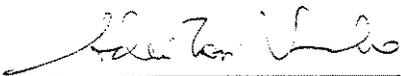
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Petróleo - Prospecção. 2. Indústria petrolífera. 3.
Inovações tecnológicas. 4. Petróleo em terras
submersas. I. Furtado, André Tosi. II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica. III. Título.

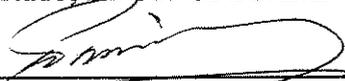
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA PETROBRÁS:
PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM
SISTEMAS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE***

**Autor : Adriana Gomes de Freitas
Orientador: Prof. Dr. André Tosi Furtado.**



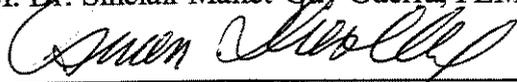
Prof. Dr. André Tosi Furtado, DPCT/ UNICAMP



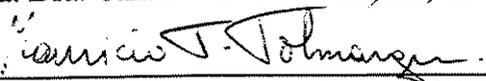
Prof. Dr. Newton Müller Pereira, DPCT/ UNICAMP



Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra, FEM/ UNICAMP



Profa. Dra. Carmen Alveal Contreras, IE/ UFRJ



Prof. Dr. Maurício Tolmasquim, PPE/ UFRJ

Dedicatória:

*Para Maria, por ter tomado possível este intento
Dionir, pela inspiração perene
Edson, pela lição de amizade e companheirismo*

Agradecimentos

Ao concluir esta tese, gostaria de expressar minha gratidão às pessoas que tornaram possível a realização do mesmo. Em especial ao meu orientador por ter, ao longo dos anos, proporcionado as condições materiais e acadêmicas possíveis à realização deste estudo. Ademais, a rica construção de consenso sobre as questões essenciais contribuiu no percurso da minha formação profissional.

Meu agradecimento ao professor Saul por ter incentivado e apoiado este trabalho.

Aos funcionários da PETROBRÁS, pelo tanto que me ensinaram sobre a tecnologia *offshore* e sobre a cultura organizacional da empresa durante a minha pesquisa de campo. Certamente, não posso deixar de mencionar algumas pessoas que viabilizaram nossa pesquisa no Rio de Janeiro e na Base operacional da empresa (em Macaé, Rio de Janeiro). Gostaria de expressar minha gratidão à Divisão de Planejamento do Centro de Pesquisa da empresa (CENPES) pela acolhida durante o período da pesquisa. No caso, sou grata à chefia, nas pessoas de Moíses e Solange. Não poderia deixar de lembrar dos técnicos que conviveram comigo, sem os quais não teria aprendido sobre gestão organizacional da P&D industrial da empresa. Meu reconhecimento aos Srs. Jayr e Henrique. Com relação ao Centro de Pesquisa, não poderia deixar de mencionar a ajuda que recebi do coordenador do PROCAP 2000, Marcos Assayag, pela sua contribuição ao meu trabalho. Devo agradecimento também à secretária da Divisão, a Suely, que me ajudou muito durante o trabalho de campo na empresa.

Também devo expressar minha gratidão aos técnicos da base operacional de Macaé e da P-34 (P.P. Moraes) que tanto me auxiliaram. Não poderia deixar de registrar as pessoas que muito contribuíram no meu trabalho, refiro-me aos técnicos Sérgio Fonseca, Arísio, Mastrângelo e a equipe do P.P. Moraes durante a minha permanência a bordo deste navio.

Meu agradecimento aos colegas e aos professores Marion, Márcia, Marina, Dilara, Paulo, Cortes, Franco, Vera, Claudinha, Vânia e Luís.

Meu agradecimento especial à professora Hilda, por ter incentivado e apoiado este processo.

Ao pessoal da biblioteca e da secretaria do IG/DPCT, que sempre me deu suporte técnico e logístico, nas pessoas de Cássia, Dora, Márcia, Antonieta e Adriana.

Aos amigos Levi, Henrique, Rui, Carlinha.

Pela fraternidade e hospitalidade de D. Teresa e família.

A revisão e a diagramação que tornaram possível a finalização deste trabalho devem-se aos cuidados dos profissionais Richard, Simone, Renato e Silvânia a quem agradeço imensamente.

Ao professor Abraham Sicsú e à antiga agência do CNPq/Nordeste, fundamentais para minha formação profissional.

“...L’innovation résulte d’abord d’un processus de production sociale...L’innovation est plus en plus engendrée par de nouvelles formes d’interdépendances qui transcendent à la fois l’entrepreneuralisme et intégration verticale... Le succès d’une innovation individuelle dérive non pas d’actes autonomes de création technologique mais d’efforts organisationnels collectifs qui fondent une socialisation du capital postentrepreneuriale”.

Richard Gordon

Índice

INTRODUÇÃO	01
CAPÍTULO 1	
PROCESSO DE APRENDIZAGEM NO TERCEIRO MUNDO	13
1.1 A Natureza da Apropriação da Mudança Técnica no Terceiro Mundo	13
1.2 Modalidades de Processo de Aprendizagem	16
1.2.1 Processo de Aprendizagem Tecnológica	16
1.2.2 Processo de Aprendizagem Organizacional	21
1.2.3 Processos de Aprendizagem Interativos e o Surgimento de Arranjos Inter-institucionais Promotores do Processo de Aprendizagem Envolvendo Agentes de Inovação	24
1.3 Comentários Finais	30
CAPÍTULO 2	
A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA <i>OFFSHORE</i> MUNDIAL	33
2.1 A História da Tecnologia <i>Offshore</i>	34
2.2 A Importância da Produção da Indústria <i>Offshore</i> no Mundo Entre 1970-1995	38
2.3 Investimentos em Sistemas de E&P <i>Offshore</i>	49
2.4 Caracterização dos Campos <i>Offshore</i>	51
2.5 Esforço Tecnológico da Indústria Petrolífera	54
2.6 Comentários Finais	58
CAPÍTULO 3	
O PROCESSO DE APRENDIZAGEM <i>OFFSHORE</i> DA PETROBRÁS	61
3.1 Processo de Aprendizagem em Equipamentos da PETROBRÁS	62
3.1.1 Aprendizagem devido a Nacionalização da Fabricação de Equipamentos <i>Downstream</i>	62

3.1.2	Aprendizagem devido a Nacionalização da Fabricação de Equipamentos <i>Upstream</i>	69
3.1.3	Evolução da participação das Atividades <i>Upstream</i> no Conjunto de Investimentos da PETROBRÁS	76
3.2	Processo de Aprendizagem Tecnológica da PETROBRÁS	83
3.3	Comentários Finais	88

CAPÍTULO 4

	ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS	92
4.1	Constituição do PROCAP 1000	93
4.2	Seleção da Amostra de Projetos do PROCAP 1000	103
4.3	Avaliação da Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Endógeno da PETROBRÁS	109
4.4	Avaliação da Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Cooperativo	117
4.4.1	Envolvimento com Participantes Externos	117
4.4.2	Processo de Inovação na Contratação e Relação de Conhecimento Tecnológico: os projetos em regime de contratos multicliente	119
4.4.3	Mudanças nas Formas de Organização da Inovação e Processo de Aprendizagem Organizacional na PETROBRÁS no PROCAP 1000	123
4.5	Análise Econômica da Amostra dos Projetos de Pesquisa do PROCAP 1000	126
4.6	Comentários Finais	136

CAPÍTULO 5

	A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO OFFSHORE: O PROCAP 2000	144
5.1	Diagnóstico Energético Nacional na Primeira Metade da Década de 90	145
5.2	Características Gerais do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas (Ultra)Profundas: PROCAP 2000	150
5.3	Descrição das Linhas de Pesquisa do PROCAP 2000	154
5.3.1	Projetos de Execução de Poços de Grande Afastamento Horizontal (ERW) em Águas Profundas com Pequena Espessura de Sedimentos	154
5.3.2	Técnicas Especiais de Perfuração de Poços em Lâmina D'água Profundas e Ultra Profundas	157
5.3.3	Equipamentos Submarinos para Águas Profundas	159
5.3.4	Utilização de Sistema de Bombeamento Centrífugo Submerso (SBCS)	161
5.3.5	Sistema de Separação Submarina (SSS)	163
5.3.6	Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS) e Medição Multifásica	166

5.3.7	Garantia de Escoamento II	171
5.3.8	Tecnologia para Produção, Escoamento e Transporte de Óleos Pesados em Águas Profundas	178
5.3.9	Unidades Estacionárias de Produção com Completação Seca (UESC)	180
5.3.10	Sistemas de Ancoragem	183
5.3.11	Coleta e Tratamento de Dados Geofísicos, Geológicos, Geotécnicos, Oceanográficos e Meteorológicos	186
5.3.12	Dutos Submarinos de Coleta, Exportação e Controle	187
5.4	Programas Tecnológicos em Águas Profundas	191
5.4.1	Análise das Novas Formas de Organização da Inovação e o Processo de Aprendizagem Organizacional no PROCAP 2000	192
5.4.2	Análise Quantitativa dos Programas Tecnológicos	196
5.5	Comentários Finais	205
CAPÍTULO 6		
CONCLUSÃO		209
BIBLIOGRAFIA		221
APÊNDICE METODOLÓGICO		227
ANEXO 1		238
ANEXO 2		246
ANEXO 3		251

Resumo

FREITAS, Adriana Gomes de. PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA PETROBRÁS: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção *offshore*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 284 p. Tese de Doutorado

Este trabalho tem como objeto de estudo os programas tecnológicos *offshore* da PETROBRÁS. O expressivo crescimento da produção de petróleo no Brasil, nas últimas décadas, está relacionado ao aproveitamento de campos marítimos gigantes. Estas iniciativas vêm sendo viabilizadas devido ao desenvolvimento tecnológico realizado pela PETROBRÁS, através de programas de pesquisa. A descoberta de jazidas marítimas gigantes na bacia de Campos aumentou as atividades de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), culminando com a constituição dos programas tecnológicos da PETROBRÁS (PROCAP 1000). Através de uma amostra de projetos de pesquisa do PROCAP 1000, apresento os resultados alcançados pelo processo de aprendizagem da companhia. As atividades crescentes em águas profundas, associadas aos ganhos obtidos pelo PROCAP 1000, deram origem ao segundo programa (PROCAP 2000). A conclusão da pesquisa destaca como o PROCAP 1000 e o PROCAP 2000 apresentam mudanças em relação ao processo de aprendizagem da PETROBRÁS. A passagem do primeiro para o segundo programa revela novo padrão de desenvolvimento tecnológico, mais interativo e voltado para a fronteira do conhecimento. O argumento central deste trabalho de tese é demonstrar o surgimento desse novo padrão de desenvolvimento tecnológico na PETROBRÁS.

Palavras Chave

PETROBRÁS, exploração e produção, *offshore*, aprendizagem tecnológica, PROCAP,

Abstract

FREITAS, Adriana Gomes de. PETROBRÁS Technological Learning Process: the technological capability program in offshore production systems, Campinas,; Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 284 p. Tese de Doutorado

This thesis aims showing PETROBRAS offshore technological programs. The remarkable growth of oil production in the last decades in Brasil is connected with the skilled extraction at large sea fields. These initiatives have been possible due to the technological development being carried on by PETROBRAS through research programs. The discovery of large sea oil fields in Bacia de Campos encouraged the activities of Research and Development (R&D), culminating in the start up of PETROBRAS technological programs (PROCAP I000). Using a sample of research projects of PROCAP 1000 it is presented the results obtained through the learning process of the company. The growth of activities in deep water, together with the gains from the PROCAP I000 originated the PROCAP 2000. The conclusion of the research shows how the PROCAP 1000 and PROCAP 2000 caused changes in the PETROBRAS learning process. The shift from the first to the second level reveals a new pattern of technological development, more interactive and towards the frontier of knowledge. The central theme of this thesis is to demonstrate the implementation of this of the new technological pattern developed in PETROBRAS.

Key Words

PETROBRÁS, exploration and production, offshore, learning technological, PROCAP

Lista de Figuras

- 1 - O Ciclo Completo da Aprendizagem Organizacional, Segundo Lherena (1996) 23

Lista de Tabelas

1 - Produção Mundial de Hidrocarbonetos no Mar e em Terra 1970-1995 em Mil Barris/Ano	40
2 - Extração dos EUA em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	42
3 - Extração da Venezuela em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	43
4 - Extração da América Latina em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	44
5 - Extração do Oriente Médio em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	45
6 - Extração da África em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	46
7 - Extração da Ásia em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	47
8 - Extração da Europa em Relação a Produção Mundial <i>Offshore</i>	48
9 - Alternativas de Produção nas Principais Regiões de Produção <i>Offshore</i> (milhões de dólares /1986)	50
10 - Principais Reservas em Águas Profundas	53
11 - Investimentos Anuais da PETROBRÁS de 1970-1997	79
12 - Evolução da Produção do BRASIL (média anual de barris)	81
13 - Linhas de Pesquisa do PROCAP 1000	99
14 - Perfil da Amostra de Projetos do PROCAP 1000	105
15 - Classificação das Estratégias Tecnológicas Através dos Projetos de Pesquisa do PROCAP 1000	108
16 - Projetos de Pesquisa da Amostra do PROCAP 1000 que Envolveram o Desenvolvimento de Equipamentos – Total e Amostra	110
17 - Projetos de Pesquisa da Amostra do PROCAP 1000 Envolvidos com Manutenção de Equipamentos e Desenvolvimento de <i>Softwares</i>	114
18 - Número de Participações Externas na Estratégia Endógena	115
19 - Número de Participações Externas na Estratégia Cooperativa	118
20 - Impactos Agregados (em mil reais de novembro de 1996)	129
21 - Impactos dos Projetos com Parcerias em Consórcios Multiclientes (R\$/novembro/1996)	135
22 - Previsão do Potencial de Óleo e Gás Natural nos Reservatórios Submarinos <i>Offshore</i> Entre 300 e 2000m, situados na Bacia de Campos em 1994	147
23 - Análise dos Recursos Financeiros e Humanos Alocados nos PROCAP	197
24 - Classificação dos Projetos do PROCAP 2000	198
25 - Participação de Instituições Científicas e Tecnológicas nos Projetos do PROCAP 2000	200
26 - Participação das Empresas de Engenharia e/ou Consultoria nos Projetos do PROCAP 2000	200

27 - Evolução do Número de Participantes das Indústrias Fabricantes de Equipamentos em Projetos do PROCAP 2000	201
28 - Evolução das Participações das Empresas Petrolíferas nos Projetos do PROCAP 2000	202
29 - Formas de Contratação de Conhecimento Tecnológico nos Projetos do PROCAP 1000 e PROCAP 2000	203

Lista de Quadros

1 - Atividades de Prospecção e Exploração de Petróleo	37
2 - Classificação dos Esforços Tecnológicos do PROCAP 1000	98
3 - Linhas de Pesquisa do PROCAP 1000	101
4 - Relação da Coordenação Geral dos Projetos e da Amostra do PROCAP 1000	103
5 - Contratos Multiclientes nos Projetos da Amostra que Envolveram Estratégia Cooperativa do PROCAP 1000	120
6 - Programa Tecnológico para Águas Profundas (PROCAP 2000)	152
7 - Classificação das Linhas de Projetos do PROCAP 2000	153
8 - Articulação Externa na Linha de Pesquisa Sobre Técnicas de Execução de Poços em Águas Profundas	156
9 - Articulação Externa na Linha de Pesquisa Sobre Novas Técnicas de Perfuração	158
10 - Articulação Externa na Linha de Pesquisa de Equipamentos Submarinos	161
11 - Articulação Externa na Linha de Pesquisa do SBCS	163
12 - Articulação Externa na Linha do Desenvolvimento do SSS	166
13 - Articulação Externa na Linha do Sistema de Bombeamento Multifásico	169
14 - Articulação Externa nas Metodologias de Garantia de Escoamento	177
15 - Articulação Externa na Linha de Pesquisa da UEP Com Completação Seca	182
16 - Articulação Externa na Linha de Sistemas de Ancoragem	185
17 - Articulação Externa na Linha de Coleta e Tratamento de Dados Ambientais	187
18 - Articulação Externa na Linha de Dutos de Coleta e Exportação	190
19 - Formas de Quantificação dos Impactos	231

Lista de Gráficos

1 - Extração <i>offshore</i> – Profundidade D'água em Campos Submarinos	52
2 - Campos Petrolíferos em Águas Superiores a 300 LDA	53
3 - Percentual das Reservas dos Campos em Águas Profundas	54
4 - Evolução da Substituição de Importação de Bens de Capital pela PETROBRÁS	68

Lista de Siglas e Termos Técnicos

ABDIB	Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANMH GLL	Árvore de Natal Molhada Horizontal Guideless
ASMAT	Assessoria geral de materiais (antigo órgão de compras da PETROBRÁS)
BETA	Bureau d'Economie Théorique et Appliqueé
BRASPETRO	PETROBRÁS Internacional S.A.
CENPES	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello
CIAP	Comissão Interdepartamental para Águas Profundas
CKB	Companhia Kellog Brasileira
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
COBRAPI	Companhia Brasileira de Projetos Industriais
COMIN	Comissão de Articulação com a Indústria Nacional
CTE	Comitês Tecnológicos Estratégicos
CTO	Comitês Tecnológicos Operacionais
Departamentos de E&P	Departamentos de Exploração e Produção da PETROBRÁS
DEPER	antigo Departamento de Perfuração da PETROBRÁS
DEPEX	antigo Departamento de Exploração da PETROBRÁS
DEPRO	antigo Departamento de Produção da PETROBRÁS
DEXPRO	antigo Departamento de Exploração & Produção da PETROBRÁS
DIPRO	antigo Departamento de Produção do DEXPRO
DICAS	Sistema de Ancoragem por Complacência Diferenciada
DOWNSTREAM	Relativo às atividades de Refino, transporte e comercialização
ESCOM	Escritório Central de Compras
E&P	Exploração & Produção
ERW	Perfuração de poços de execução de grande afastamento horizontal

FPSO	Sistemas Flutuantes de Produção e Armazenagem de Óleo
GARESC	Garantia de Escoamento
IED	Investimento Estrangeiro Direto
ISI	Industrialização Substitutiva de Importação
ISU	Sistema integrada de umbilicais
PD	Países Desenvolvidos
PED	Países em Desenvolvimento
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P,D &EB	Pesquisa, Desenvolvimento e Engenharia Básica
PRAVAP	Programa de Recuperação Avançada de Petróleo
PROCAP	Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas
PROMAR	Programa de Tecnologias Marítimas
PUC/RJ	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
REDUC	Refinaria de Duque de Caxias
SBCS	Sistema de Bombeamento Centrífugo Submerso
SBMS	Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino
SDP	Sistema Definitivo de Produção
SECOMT	Setor de Comercialização de Tecnologia do CENPES
SPE	Sistema Produtivo Estatal
SEGEN	Serviço de Engenharia da PETROBRÁS
SERMAT	Serviço de Compras de Materiais de PETROBRÁS
SERPLAN	Serviço de Planejamento da PETROBRÁS
SFP	Sistema Flutuante de Produção
SGN	Sistema Gerador de Nitrogênio
SNI	Sistema Nacional de Inovação
SPA	Sistema de Produção Antecipada
SSS	Sistema de Separação Submarina
TC	Torres complacentes
TLP	Plataforma de Pemas Atirantadas ou plataforma tensionada por tendões
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UECS	Unidades Estacionária de Completação Seca
UFBA	Universidade Federal da Bahia

UFF	Universidade Federal Fluminense
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UPSTREAM	termo Relativo às atividades de Exploração & Produção
USP	Universidade de São Paulo
VASPS	Vertical Separation and Pumping System (separação helicoidal de líquido-gás)
VLA	Vertical Loaded anchor (ancoragem vertical)
VOR e/ou ROT	Veículo de Operação Remota e/ou Ferramenta de Operação Remota

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, tomou-se consenso entre vários estudiosos a relevância de grandes programas tecnológicos implementados por instituições públicas e/ou privadas como um instrumento de política de capacitação tecnológica. Na opinião de Furtado *et al* (1997:1): “...eles são um meio de catalizar e acelerar o desenvolvimento e a capacitação em certos setores ou tecnologia considerados como estratégicos”. Esses programas de investigação têm como característica o envolvimento de uma série de instituições nacionais e internacionais.

A implementação de grandes programas tecnológicos acentuou-se após a II Guerra Mundial nas economias desenvolvidas, particularmente nos EUA, Reino Unido e França. Nestes países, prevaleceu maciço investimento na P&D militar, com objetivos delimitados e bem definidos. Conseqüentemente, este perfil de atuação influenciou de forma significativa as atividades de P&D civil, concentradas em setores intensivos em tecnologia (*high-tech*) como o nuclear, o aeroespacial e o de telecomunicações. Estes programas tecnológicos têm se notabilizado como instrumentos de ação estratégica e vêm sendo denominados de “Programas Mobilizadores de Base Tecnológica” (PMBT).

Examinando a experiência internacional na implementação destes programas, percebe-se que eles se constituem em tendências de formulação de políticas de intervenção adotadas pelos governos dos países desenvolvidos, com o propósito de dar maior sintonia às necessidades da indústria, bem como no redesenho do novo cenário competitivo, baseado em competências específicas e rápidas mudanças tecnológicas. (PIMENTA-BUENO e OHAYON, 1992).

A implementação de grandes programas tecnológicos tem sido uma das alternativas utilizadas por alguns países do Terceiro Mundo para viabilizar o acesso ao conhecimento

INTRODUÇÃO

tecnológico de fronteira. As empresas públicas, nos países periféricos, cumprem um papel relevante na política industrial e tecnológica governamental. De fato, como no caso do Brasil, os centros de Pesquisa & Desenvolvimento das empresas públicas tiveram um papel muito importante na introdução e absorção de tecnologias, bem como na ampliação da matriz industrial. Parte dessas iniciativas podem ser ilustradas pelas palavras de Villela (1984: 126):

“... considerações que atestam como evoluiu a capacitação nacional na fabricação dos equipamentos utilizados pela PETROBRÁS. Sabe-se, por exemplo, que a refinaria de Mataripe levou em sua construção não mais de 20% de equipamentos nacionais, alcançando a REDUC a marca de 55% e sendo encontrados nos últimos empreendimentos da PETROBRÁS em refinação índices superiores a 90%. O sucesso da substituição de importações tem sido demonstrado mais recentemente na nacionalização de materiais para exploração (já 80% nacionais são as sondas de perfuração, produzindo-se com destaque válvulas, casings, cavalos-de-pau, etc.).”

As estatais brasileiras vêm implementando grandes programas tecnológicos, destacando-se a PETROBRÁS, na busca do desenvolvimento de jazidas marítimas. Na primeira metade da década de 80, essa Companhia descobriu campos gigantes de petróleo e gás natural na bacia de Campos e em regiões onde prevalecem grandes profundidades. Estes reservatórios representavam a readequação da oferta local de hidrocarbonetos em direção à auto-suficiência energética nacional. Ademais, essas acumulações podem ser consideradas um *divisor de águas*, pois tornaram imperativo os esforços que culminaram na constituição da política de capacitação tecnológica explícita nas atividades de E&P em águas profundas - Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - (PROCAP 1000).

Para compreender a importância do PROCAP 1000, torna-se necessário compreender o surgimento das atividades *offshore* no país. As atividades marítimas de Exploração & Produção (E&P) de petróleo, no país, foram inauguradas há algumas décadas. A descoberta do primeiro reservatório submarino comercial, no litoral de Sergipe

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP
Adriano Gomes de Freitas

(Campo de Guaricema, 1968), levou a PETROBRÁS a acentuar seus esforços de pesquisa geológica na Plataforma Continental, culminando, na década de 70, com a identificação de jazidas na bacia de Campos, litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (FREITAS, 1993).

Graças aos reservatórios marítimos, a produção de petróleo, no país, elevou-se significativamente. Segundo Furtado (1997), as atividades de E&P *offshore* permitiram o aumento da produção de hidrocarbonetos no país, que ultrapassou da média de 182 mil barris em 1980, para 546 mil barris/dia em 1985, e atingiu 690 mil barris/dia em 1995.

Em meados da década de 80, a PETROBRÁS descobriu grandes acumulações de óleo e gás natural na bacia de Campos e em regiões de elevada profundidade. Esses reservatórios permitiriam ampliar a oferta interna do país, que sempre foi inferior à demanda local de derivados de petróleo. A importância dessa descoberta traduziu-se na orientação estratégica dos esforços tecnológicos, realizados pelos departamentos da companhia, particularmente do seu Centro de Pesquisa (CENPES).

Os técnicos da PETROBRÁS sabiam que, até àquele momento, não existia nenhum sistema de produção *offshore* que ultrapassasse 300 metros de profundidade e, paradoxalmente, as maiores reservas encontradas desde a criação da companhia encontravam-se em regiões de grande profundidade. Com o propósito de subsidiar as soluções técnicas, que norteariam as futuras atividades de E&P em águas profundas, foi criada a Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP) com membros que representavam vários Departamentos da empresa e o CENPES.

Durante esse processo de busca das possíveis soluções tecnológicas, o CENPES, através das áreas de pesquisa em Engenharia Básica e Exploração & Produção, teve uma participação significativa no levantamento preliminar dos pontos técnicos críticos das atividades de E&P em águas profundas. Equipes de pesquisadores do CENPES e técnicos

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

das áreas de E&P analisaram os sistemas *offshore* utilizados pela companhia e de que forma os mesmos poderiam tornar-se tecnicamente viáveis a 1000 metros de lâmina d'água.

Estas ações permitiram sistematizar as recomendações que subsidiaram a criação do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - PROCAP 1000 (1986). Este programa de pesquisa orientou a política de capacitação tecnológica da companhia em sistemas de E&P *offshore* para atuar em grandes profundidades, abrangendo os mais variados campos de conhecimentos, a saber: reservatórios marinhos, meteorologia e oceanografia da região, equipamentos/componentes submarinos, subsistemas da plataforma semi-submersível, veículo de operação remota, plataforma semi-submersível, novos processos e sistemas de produção submarinos, estruturas de plataformas fixas, navios de processo e áreas interdisciplinares.

O PROCAP 1000 contemplou, basicamente, os sistemas convencionais, principalmente as plataformas semi-submersíveis e as embarcações que, por sua vez, passaram a constituir sistemas flutuantes de produção (SFP). Mesmo assim, foram estudadas novas concepções submarinas, como as torres complacentes (TC), as plataformas de pernas atirantadas (TLP), plataforma semi-submersível utilizando a completação seca, sistemas de separação e bombeamento multifásico, sistema de bombeamento multifásico¹.(ver Anexo 3)

¹ Os SFP podem ser formados por plataformas semi-submersíveis e/ou navios. As TC são estruturas metálicas que são estaqueadas no fundo do mar, enquanto as TLP são plataformas cuja estabilidade é assegurada por cabos ou tubos verticais, constantemente tracionados e ancorados no fundo do mar. A plataforma semi-submersível utilizando completação seca é um conceito em que os equipamentos para o escoamento do óleo/gás natural encontram-se na plataforma, ao invés de localizarem-se no solo marinho. O sistema submarino de separação é um conjunto de equipamentos (vasos, bombas, instrumentos, conexões elétricas e de linhas de fluxo, etc.) instalados no fundo do mar, destinado a separar a fase gasosa da líquida, transferindo o óleo, com ou sem bomba, e o gás, com ou sem compressor, para uma plataforma próxima, aumentando assim a produção dos poços e/ou substituindo uma plataforma. Finalmente, o bombeo multifásico é o sistema de transferência de fluxo de líquido e gás sem necessidade de separação das fases (óleo, água, sedimentos e gás).

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Analisando alguns projetos de pesquisa do PROCAP 1000, observa-se que existem duas estratégias tecnológicas distintas, sendo uma de consolidação do domínio do conhecimento e a segunda de busca e/ou de acompanhamento de novas tecnologias. Estas estratégias serão tratadas, nesta tese, como estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno e estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo. Na primeira estratégia, a empresa realiza esforços/iniciativas para dar origem aos seus próprios equipamentos e sistemas de E&P *offshore*. Percebe-se, também, que na estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno houve pouca participação externa. Quanto à estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo, ela consiste no monitoramento e/ou geração de novo conhecimento em nível internacional. Esta estratégia tem como sua principal característica o estabelecimento de parcerias externas e novas formas de acesso ao conhecimento de fronteira. Ao revelar diferentes estratégias de desenvolvimento tecnológico, o exame do PROCAP levou-nos a tentar compreender o processo de aprendizagem da empresa. Foi constatado que a estratégia de aprendizagem da PETROBRÁS esteve estreitamente relacionada à constituição da indústria de bens de capital no setor petrolífero nacional, primeiro na área downstream (refino, transporte e comercialização), em seguida, na área *upstream* (E&P).

O PROCAP 1000 representou uma nova etapa do processo de aprendizagem da empresa por envolver domínio e/ou geração de conhecimento na complexa tecnologia *offshore*.

Em 1991, encerrou-se o PROCAP 1000 na PETROBRÁS, tendo alcançado resultados importantes para a aplicação dos sistemas E&P *offshore*, nos reservatórios gigantes localizados na bacia de Campos.

A relevância das atividades de Exploração & Produção (E&P), em águas profundas, bem como a orientação e estratégia, a longo prazo de E&P *offshore*, culminaram com o

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP
Auriana Gomes de Freitas

lançamento em 1992 do programa de capacitação - PROCAP 2000, na PETROBRÁS. O Procap 2000 que tinha como objetivos: I) viabilizar alternativas técnico-econômicas com vistas à exploração de jazidas em regiões ultraprofundas (1000 a 3000 metros), incorporando reservas de petróleo destas regiões; II) desenvolver projetos de inovação tecnológica que permitissem a redução do custo das atividades de E&P de óleo e gás, em relação aos sistemas convencionais nas jazidas submarinas. O PROCAP 2000 tem promovido iniciativas de desenvolvimento em novas tecnologias e utilizado formas emergentes de acesso ao conhecimento de fronteira em nível internacional, reforça-se a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo.

A evolução da implementação destes programas na Companhia tem envolvido a participação de agentes externos de inovação, a saber: universidades e/ou centros de P&D, empresas petrolíferas, fabricantes de equipamentos, e empresas de engenharia. A cooperação de agentes nacionais e internacionais vem se ampliando ao longo do primeiro e, principalmente, do segundo PROCAP, o que revela profundas alterações na dinâmica do processo de inovação. As principais transformações observadas, ao se analisar esses programas, apontam para mudanças na organização interna das atividades de pesquisa e no padrão de relacionamento entre a empresa petrolífera estatal e os mais variados agentes de inovação.

A experiência do PROCAP, na PETROBRÁS, também permite tecer algumas considerações sobre mudanças no arranjo organizacional e institucional das atividades de Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica, na companhia nacional. Essas considerações aplicam-se também à reestruturação do setor petrolífero internacional, no qual se observa o surgimento de novas formas de contratação e subcontratação da pesquisa nas empresas líderes do setor (DUQUE DUTRA, 1993).

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas

No plano geral, o crescimento dos esforços tecnológicos *offshore* mundiais está relacionado com o aumento da participação das jazidas marítimas na formação da oferta total de petróleo. Ao passo que no cenário mundial a produção marítima de óleo representa 30% da oferta total, no Brasil esta produção corresponde a 75% (volume médio dos últimos 12 meses) (BRASIL ENERGIA, 1998). Portanto, a existência de jazidas gigantes de petróleo nas regiões submarinas assegura a importância do desenvolvimento tecnológico da PETROBRÁS.

O processo de aprendizagem, logrado através dos programas tecnológicos para intervenção em E&P em grandes profundidades, revela transformações na dinâmica tecnológica da empresa. Entre essas transformações, podemos citar o modo como os esforços de P&D eram realizados, preferencialmente no PROCAP 1000, envolvendo a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, que passou para uma nova posição, no PROCAP 2000, em que a empresa se articula com os mais variados agentes, formando uma rede de inovações. Neste sentido, a PETROBRÁS passa a adotar a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo, nos esforços realizados na fronteira do conhecimento *offshore*. Este trabalho pretende demonstrar essa mudança no comportamento inovativo da empresa, investigando os principais desdobramentos causados pela ruptura no padrão de desenvolvimento tecnológico anterior.

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Estrutura da Tese

O trabalho da tese está apresentado em seis capítulos, conforme a seqüência que será exposta. No primeiro capítulo, são feitas as considerações teóricas e metodológicas que deram suporte ao trabalho de campo, sistematização e análise da tese. São apresentadas as principais leituras teóricas que embasaram este projeto. A matriz teórica utilizada concentra-se nos mecanismos de absorção do novo conhecimento adquirido pelos países recentemente industrializados e das distintas modalidades de aprendizagem tecnológica apresentadas na bibliografia, entre as quais se destacam aquelas apontadas por autores como Bell (1984), Lall (1982), Lundvall (1988) e Llerena (1996). Outros autores aborda a dinâmica do progresso técnico através do processo de inter-relação entre várias instituições, conhecido como sistemas nacionais de inovações, como Freeman (1987 e 1991), Nelson (1988), Lundvall (1988) e Melo (1996) que analisam a forma pela qual instituições tão distintas estabelecem vínculos de cooperação e interação, no campo da pesquisa científica e tecnológica. Pesquisadores outros têm classificado o fenômeno do processo de aprendizagem coletivo e interativo como redes de inovação, a exemplo de Melo (1996) e Brito (1996).

No segundo capítulo é proposta uma narrativa do surgimento da complexa indústria *offshore* internacional. Nele, será ressaltada a importância da extração submarina de hidrocarbonetos, na composição da oferta mundial, que, nas últimas décadas, tem apresentado crescimento em termos absolutos e relativos, quando comparado com a oferta de campos *onshore*. Outros dados presentes, neste capítulo tratam dos preços de aquisição de estruturas marítimas de E&P *offshore*, bem como a evolução da fronteira das operações marítimas, particularmente a evolução das intervenções marítimas. Nesta parte do trabalho, é apresentada a divisão entre intervenções em águas rasas e profundas, como um dos principais conceitos da operação *offshore*, que destaca o nível de capacitação

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

tecnológica e operacional das empresas que atuam nesse setor. Na última parte desse capítulo, destaca-se as principais características da evolução tecnológica do setor de E&P *offshore*.

No capítulo seguinte, será abordada a consolidação das atividades *offshore* no Brasil, destacando o processo de aprendizagem da PETROBRÁS. Tal processo de aprendizagem pode ser observado em dois grandes esforços, estando um relacionado ao domínio do conhecimento tecnológico para especificação de equipamentos petrolíferos e o outro relacionado ao processo de aprendizagem nas operações de E&P marítima. Quanto ao processo de aprendizagem, que envolveu a capacitação interna para fornecimento de equipamentos, o mesmo encontra-se dividido em duas etapas. No primeiro momento, investigo a política industrial no setor petrolífero nacional, como fundamental para internalização das operações de E&P no país. No caso, será destacada a constituição local do setor de equipamentos de petróleo, recolocando a opinião de diversos autores sobre o processo de substituição de importações para essa indústria a partir da década de 50. Nesta parte, será observada a constituição de empresas de bens de capital fortemente atreladas ao poder de compra da PETROBRÁS. À medida em que as atividades da estatal eram ampliadas das fases *downstream* (refino, transporte e comercialização) para as *upstream* (exploração e produção de petróleo), sua política de compras da estatal induziu à constituição de fornecedores de equipamentos para operações de E&P. Na última seção, narro o processo de aprendizagem tecnológica alcançado pela companhia, inaugurado na década de 50, e sua projeção até o final dos anos 90, destacando o processo de desenvolvimento tecnológico endógeno da PETROBRÁS. A intensificação das atividades de E&P *offshore* ocasionou uma elevação no volume de petróleo produzido pela companhia e um aumento do domínio técnico nos sistemas marítimos de produção. A descoberta de campos submarinos gigantes, em águas profundas, impôs necessidade da aquisição maior capacitação tecnológica foi sistematizada através de extensos programas tecnológicos. As

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

fontes de conhecimento existentes e as atividades de Tentativa & Erro, mostraram-se insuficientes e restringiram as atividades da companhia, na nova fronteira marítima, às águas profundas. Estes fatos contribuíram para a montagem do PROCAP 1000.

No quarto capítulo, será analisado o programa de capacitação tecnológica em sistemas de exploração para águas profundas (PROCAP 1000), implementado no período de 1986-1991 na Companhia. Primeiro, são descritos os esforços do PROCAP 1000, ressaltando as principais tecnologias existentes no conjunto de projetos do programa. A seguir, é apresentada a amostra selecionada de projetos do PROCAP 1000 e as duas estratégias de desenvolvimento tecnológico, identificadas a partir da análise desses projetos de pesquisa. Examinada tal amostra, foi possível compreender que o programa apresenta-se como um híbrido de esforço tecnológico endógeno e iniciativas de desenvolvimento da inovação mais interativas e compartilhadas. Essas duas estratégias serão analisadas nesta parte do capítulo, pois refletem mudanças na forma de organização da pesquisa e no processo de aprendizagem da empresa. Enquanto a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno reforça o maior conhecimento dos sistemas E&P e dos seus equipamentos (envolvendo desde a engenharia básica até os critérios para especificação de compra e/ou encomenda), além de um número menor de participantes externos, a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo aponta para um conhecimento mais geral do sistema de produção, e tem como, principal característica a capacidade de delegação de atividades a diferentes agentes de inovação. É feita uma avaliação econômica da amostra selecionada de projetos do PROCAP 1000, que permitirá analisar os principais resultados alcançados por um significativo conjunto de projetos do programa, bem como as novas implicações do processo de aprendizagem interativa que contribuem para esses resultados. Na parte final, será realizada uma síntese dos principais resultados alcançados pelos projetos da amostra do programa e a manutenção da agenda de pesquisa tecnológica *offshore* que inauguram a criação do segundo programa.

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

No quinto capítulo, será apresentada a continuidade dos esforços tecnológicos em E&P *offshore* através do PROCAP 2000, criado a partir 1992 e ainda em implementação pela companhia. A primeira e segunda parte tratam da constituição desse programa e das principais tecnologias envolvidas, e descrevo os agentes externos que fazem parte dos esforços tecnológicos. Na terceira parte, efetua-se uma breve narrativa dos projetos de pesquisa presentes no segundo programa. Para finalizar esse capítulo, serão tecidas considerações sobre o processo de aprendizagem, logrado pela Companhia, através do segundo programa, e faz-se uma análise comparativa dos programas tecnológicos com vistas à identificação das diferenças entre o primeiro e o segundo PROCAP, e uma síntese dos resultados deste último.

No último capítulo, encontram-se as principais idéias desenvolvidas ao longo do trabalho da tese. Nessa parte são apresentadas as questões-chave para se compreender os esforços tecnológicos realizados pela PETROBRÁS nas últimas duas décadas, as profundas tranformações que a empresa atravessou e suas iniciativas para fazer face aos desafios tecnológicos situados na fronteira do conhecimento *offshore*.

Esta tese considera importante a discussão de dois argumentos que envolvem a análise dos dois programas tecnológicos da PETROBRÁS implementados durante os últimos treze anos, a essa análise compreende uma espécie de *inside the black box* dos conhecimentos da complexa tecnologia da indústria petrolífera *offshore* com as quais compartilho ao longo da exposição desta tese de doutorado.

Um dos argumentos desta tese é uma reflexão sobre a mudança do processo de aprendizagem da Companhia, que se vem alterando a partir da segunda metade da década de 80. Compreender o desenvolvimento tecnológico, realizado através dos PROCAP, permite entender a dinâmica do processo de aprendizagem alcançado pela empresa.

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas

Até a realização do primeiro programa tecnológico, a Companhia internalizava todo processo de desenvolvimento das tecnologias essenciais dos sistemas de E&P *offshore*. Essa estratégia envolvia a realização de pesquisa em diversas áreas, principalmente no desenvolvimento conceitual e no detalhamento dos projetos. Durante a realização do primeiro PROCAP, constata-se uma mudança gradual dessa posição, pela Companhia, no qual buscou-se envolver um maior número de agentes externos no processo de inovação. Essa mudança inaugurou o processo de aprendizagem coletivo e interativo entre a PETROBRÁS e os mais distintos participantes, a saber: instituições científicas, empresas de engenharia, indústrias e companhias petrolíferas internacionais.

O argumento evidencia o maior estreitamento da relação do centro de P,D&EB (CENPES) com as diversas áreas de E&P da empresa. À medida em que a condução das operações de E&P impunha novos conhecimentos, demandou-se em maior conteúdo tecnológico ao CENPES. A formação de equipes mistas, promovendo a integração de técnicos das área de E&P e do centro de pesquisa, foi fundamental à condução do programa e desencadeou processos de aprendizagem organizacional nas atividades *offshore*.

Esta tese apenas pretende ser uma contribuição ao registro e análise da evolução do processo de capacitação tecnológica de uma empresa do Terceiro Mundo, e de que modo esta buscou equacionar suas necessidades técnicas e assim viabilizar formas de aprendizagem, com vistas à apropriação econômica dos reservatórios de hidrocarbonetos e/ou gás natural.

INTRODUÇÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

CAPÍTULO 1

PROCESSO DE APRENDIZAGEM NO TERCEIRO MUNDO

Neste capítulo, será se apresentado sucintamente, a forma que a bibliografia aborda como processo de inovação tecnológica nos países do Terceiro Mundo, recuperando os mecanismos de transferência e internalização desse processo nas economias recentemente industrializadas. Pesquisas empíricas constataam que a evolução da inovação nesses países, vai além da mera replicação da tecnologia original, envolvendo esforços que ampliam o potencial do estoque de conhecimentos adquiridos pelas empresas destas regiões, freqüentemente conhecidos como processos de aprendizagem.

Este capítulo encontra-se dividido em três partes. Na primeira parte, será abordado a bibliografia teórica que versa sobre o processo de mudança tecnológica no Terceiro Mundo, a partir de uma revisita ao conceito de capacitação tecnológica e de algumas experiências de absorção tecnológica do conhecimento transferido. Na segunda parte, serão destacadas as modalidades de processo de aprendizagem apontadas pela teoria. Na terceira parte, enfoca-se o propósito desta tese.

1.1 A Natureza da Apropriação da Mudança Técnica no Terceiro Mundo

A mudança técnica na teoria convencional encontra ressonância nas inovações radicais (*majors innovations*), pois estas promovem deslocamentos na função de produção nos países industrializados. Essa constatação, fatalmente, classifica os países do Terceiro Mundo como agentes receptores passivos do conhecimento técnico gerado nas economias maduras. Como reação ao *mainstream* tradicional, surge o conceito de capacitação tecnológica, que pode ser definido como aquele que procura demonstrar a presença de esforços tecnológicos locais, associados à introdução de novos conhecimentos técnicos.

Conseqüentemente, tais esforços têm freqüentemente envolvido melhoramentos, adaptação, absorção de inovações (FURTADO *et al.*, 1994).

A dinâmica tecnológica presente no Terceiro Mundo tem adquirido importância crescente, principalmente quanto à geração de conhecimentos técnicos adaptativos e incrementais (*minor innovations*). Pesquisadores como Katz (1975, 1984, 1985, 1987), Araújo Jr. (1976), Lall (1982), Fransman (1984), Dahlman e Westphal (1982), Bell (1984), entre outros, destacam a relevância da inovação técnica lograda nas economias em desenvolvimento.

A preocupação crescente em desvendar a natureza da mudança técnica estimulou a realização de pesquisas a respeito das características essenciais da inovação na indústria. Tais investigações evidenciaram, nos países mais atrasados, distintos níveis de desempenho e apropriação de tecnologia.

Durante certo período, os aspectos relativos ao progresso técnico nas economias em desenvolvimento eram tratados com relativa negligência, devido ao predomínio de adaptações e pequenas modificações em tecnologias estrangeiras. Segundo Lall (1982), a mudança técnica observada nos países do Terceiro Mundo tem freqüentemente questionado o conceito clássico schumpeteriano de inovações radicais, *majors innovations*, que explicam as profundas descontinuidades tecnológicas responsáveis por alterações significativas nos padrões que orientam o processo produtivo.

A citação de Furtado *et al.* (1994:9) ilustra as implicações do viés das inovações radicais (*majors innovations*) para o tratamento do fenômeno da inovação.

“...O conceito de capacitação tecnológica foi criado para refletir de maneira mais ampla a mudança técnica que ocorre, principalmente, nos países periféricos. De fato, a teoria convencional apresenta o progresso técnico como se situando essencialmente ao nível das inovações primárias associadas a mudanças de função de produção. Isto coloca os países periféricos como meros receptores passivos da tecnologia que é gerada pelas nações capitalistas líderes.”

Vale ressaltar que a limitação desse conceito de inovação retardou o exame das mudanças que estavam ocorrendo nos países em desenvolvimento (PED), o que, conseqüentemente, ocultava a riqueza e a diversidade das experiências tecnológicas que não se explicavam pelo paradigma das inovações primárias. De fato, os esforços dos países semi-industrializados se caracterizariam, basicamente, por imitações, adaptações e pela geração de conhecimento de natureza incremental (*minors innovations*), o qual vem permitindo surpreendente elevação na produtividade sobre a estrutura industrial existente.

A implantação de setores produtivos nos países em desenvolvimento (PED) envolveu a adoção de mecanismos (formais e informais) de transferência tecnológica: a) importação de bens de capital; b) contratos de licenciamento; c) formação de *joint ventures* entre empresas nacionais e estrangeiras; d) programas de estágio/treinamento e/ou cursos de pós-graduação; e) convênios com centros de Pesquisa & Desenvolvimento estrangeiros; f) contratos com empresas de engenharia e/ou fabricantes de equipamentos com cláusulas envolvendo absorção da tecnologia; entre outros.

Estudos sobre a capacitação tecnológica empresarial têm adquirido relevância, por sua importância como subsídio à formulação de uma política industrial e tecnológica, que promova a competitividade setorial, traduzindo-se em melhor desempenho e/ou eficiência técnica e alocativa das empresas e dos seus produtos. Ferraz *et al.* (1995) utilizam conceito mais amplo de capacitação técnica envolvendo o estoque de recursos (materiais, humanos, informacionais, imagem, entre outros) existentes na empresa. Essas capacitações são combinadas constantemente, ocasionando mudanças que, por sua vez, originam novas capacitações que são incorporadas pela companhia.

Autores como Fransman (1984) destacam a necessidade de nova abordagem para compreender o progresso técnico no Terceiro Mundo, numa nova conceitualização da capacitação tecnológica apresentada nestas regiões. Numa perspectiva analítica, Fransman

(1984) cita as constatações apontadas nos trabalhos de Rosenberg, nos anos 60, que tratam do impasse para os países em desenvolvimento: debilidade estrutural, presente na indústria de bens de capital – epicentro disseminador das inovações no sistema capitalista - ocasionando a significativa dependência das importações de equipamentos de produção, ou mesmo frágil desenvolvimento tecnológico em setores industriais.

Estudos realizados durante a década de 70 descrevem alterações no progresso técnico dos países recentemente industrializados, apontando o aumento na assimilação e reprodução de conhecimentos mais complexos em diversas atividades produtivas locais (FRANSMAN, 1984).

Uma vez realizada, sucintamente, a evolução do pensamento sobre a natureza da mudança técnica no Terceiro Mundo, passa-se para a abordagem dos processos pelos quais esta capacitação pode ser atingida. Serão focalizadas, então, as modalidades de processos de aprendizagem.

1.2. Modalidades de Processo de Aprendizagem

A vasta bibliografia sobre os processos de aprendizagens já permite uma classificação das pesquisas sobre esses processos realizadas nesta área. A proposição de uma sistematização e taxonomia desses processos deve considerar: I) processos de aprendizagens tecnológicas, II) processos de aprendizagens organizacionais, III) processos de aprendizagens interativos e o IV) surgimento de arranjos inter-institucionais promotores do processo de aprendizado envolvendo expressivo número de agentes de inovação. Nesta parte do capítulo, passa-se a descrever esses processos de aprendizagem.

1.2.1 *Processo de aprendizagem tecnológica*

A literatura sobre o processo de aprendizagem tecnológica está estreitamente relacionada à forma como certos setores industriais passam a consolidar seus conhecimentos nas atividades operacionais. O processo, pelo qual as unidades produtivas adquiriram competência na utilização da tecnologia, tornou-se conhecido, no trabalho seminal de Arrow (1962), como aprender fazendo (*learning by doing*).

Para esse autor, o processo de aprendizagem tecnológica, que ocorria no nível da empresa, era resultante da produção acumulada durante o tempo de funcionamento de uma planta industrial, caracterizada pela curva da experiência da produção. De fato, o aprender fazendo (*learning by doing*) tornou-se uma forma quase rotineira de pressupor que a empresa adquire conhecimentos através do melhoramento na realização de suas atividades operacionais.

O processo de aprendizagem tecnológica, no nível da empresa, ressalta a aquisição e domínio de novos conhecimentos. Diversos autores, analisaram e expuseram, sob diferentes condições, o fenômeno de aprendizagem, dos quais destaco Bell (1984), Lall (1982), Katz (1975, 1984, 1985, 1987), Dahlman e Fonseca (1987), Dahlman e Westphal (1982, Furtado *et al.* (1994).

Como destaca Bell (1984), surgiram outras abordagens que ampliaram a concepção de aprendizagem tecnológica, compreendendo-a como meio pelo qual indivíduos e/ou órgãos das unidades industriais, atuam, visando aprofundar o conhecimento existente, como também introduzir novos processos. Sendo assim, os processos de aprendizagem passariam a expressar orientações das unidades industriais, que teriam, como propósito, aumentar sua capacidade de manejo tecnológico e/ou incorporar mudanças técnicas. Ainda na opinião de Bell (1984), o termo aprendizagem tecnológica refere-se aos conhecimentos exigidos dos

indivíduos pelas organizações, de forma a promover a aquisição de especialidades pelos primeiros e, por meio destes, possibilitar às organizações, também, a aquisição desse conhecimento. Esse aumento na aquisição de conhecimentos chama-se capacitação tecnológica, que se dá por intermédio da aprendizagem tecnológica.

A aprendizagem tecnológica, segundo aquele autor, pode ser utilizada para referir-se a dois tipos diferentes de processo de capacitação tecnológica a serem adquiridos. Existe uma parte do processo de aquisição de especialidades que depende, em grande medida, da experiência que se traduziu no típico aprender fazendo (*learning by doing*). A realização da produção em um determinado período gera um fluxo de informações que, quando analisadas, possibilitam a melhoria do processo em um período posterior. Este fluxo de informação, gerado ao longo da produção, proporciona a avaliação da *performance* dos problemas encontrados e/ou oportunidades percebidas. Ademais, o fluxo de conhecimentos gerados auxilia na melhoria dos métodos de produção. O termo aprendizagem também tem sido utilizado para referir-se à aquisição ampliada de especializações na empresa. Sendo assim, a aprendizagem pode traduzir formas pelas quais a empresa aumentou a capacidade para administrar a tecnologia e para implementar a mudança técnica internamente.

Bell (1984) procurou sistematizar as possíveis estratégias para internalização de conhecimento tecnológico pela indústria infante no Terceiro Mundo. Cada umas destas estratégias requer diferentes níveis de esforços endógenos e, alguns destes, podem gerar formas de aprendizagens simultâneas.

Numa outra visão, os trabalhos de Lall (1982) constataam os esforços de aprendizagem tecnológica realizados no Terceiro Mundo, buscando mapear os resultados alcançados pelos países em desenvolvimento e procurando demonstrar diferentes níveis de aprendizagem alcançados por essas economias. A partir dessas considerações, o autor

propõe uma taxionomia desses processos de aprendizagem. Na opinião do autor, os esforços de aprendizagem podem ser classificados da seguinte maneira: I) aprendizagem na operação (*learning by doing*), II) aprendizagem pela adaptação (*learning by adapting*), III) aprendizagem em projeto básico (*learning by design*)², IV) aprendizagem no aperfeiçoamento do projeto básico (*learning by improved design*), V) aprendizagem na montagem de um sistema de produção (*learning by setting up complete production system*), VI) aprendizagem no projeto básico de novos processos (*learning by design new processes*).

O estudo realizado por Lall (1982) aponta para esforços diferenciados envolvendo cada processo de aprendizagem. O autor, também, destaca a internalização, nos países em desenvolvimento, de conhecimentos mais complexos, como é o caso da engenharia conceitual e básica, fundamental na geração de uma determinada tecnologia. Em todo caso, são ressaltadas também limitações desses processos de aprendizagem, na redução do hiato existente nos países em desenvolvimento em relação aos países industrializados. Vale ressaltar que essas investigações não tratam do desenvolvimento tecnológico em economias atrasadas como uma eventualidade, mas partissem de constatações reais sobre as perspectivas históricas de cada país, contribuindo para a discussão do progresso técnico nos países em desenvolvimento.

Comparando os enfoques de Bell (1984) aos de Lall (1982), referentes aos processos de aprendizagem, verificam-se diferentes orientações na estrutura de seus argumentos. Enquanto Bell (1984) apresenta uma classificação dos esforços para capacitação das indústrias infantis, Lall (1982) aponta os PED como potenciais exportadores de tecnologia de natureza incremental (*minor innovation*) e propõe estágios de desenvolvimento tecnológico que envolvem o processo

² Lall emprega os termos *know-how* e *know-why* para expressar níveis distintos de capacitação técnica. O *know-how* permitiria alcançar domínio em aspectos relacionados ao funcionamento de equipamentos, com a finalidade de aumentar a capacidade de produção. Todavia, este conhecimento não possibilita efetuar modificações em nível do *lay-out* da planta industrial, bem como introduzir e/ou retirar equipamentos nas principais partes do processo dessas unidades de produção. Para tanto, torna-se necessário realizar esforços para o entendimento das propriedades da tecnologia, particularmente a compreensão das características que definem e determinam a arquitetura e aplicação do equipamento. Nesse sentido, procura-se alcançar o *know-why*, orientando as iniciativas para pesquisa das características físicas e químicas no tocante à concepção desses equipamentos.

de melhoramento contínuo, esboçado pela operação industrial (*learning by doing*), até estágios mais complexos de aprendizagem, dos quais se origina o novo conhecimento (*learning by design new processes*).

Observando e considerando a mudança técnica nos países em desenvolvimento, Katz (1984) tece comentários sobre o processo de aprendizagem tecnológica, a partir de sua investigação na indústria metalmeccânica na América Latina, particularmente nas unidades industriais argentinas. Para o autor, o êxito da aprendizagem consolida um conjunto de conhecimentos altamente especializados – engenharia de *design* de produto, engenharia de processo, planejamento e organização da produção. Ademais, esse processo envolve a capacitação de pessoal técnico de várias especialidades.

A exemplo de estudos semelhantes, no Brasil, Dahlman e Fonseca (1987) analisam a capacitação tecnológica local, ressaltando a grande experiência na introdução de tecnologia estrangeira como forma de promover o desenvolvimento econômico do país. Neste sentido, o caso do Brasil possibilita extrair lições sobre a viabilidade da importação tecnológica associada ao desenvolvimento da capacitação tecnológica local, na medida em que este país foi um dos maiores receptores de fluxos de tecnologia estrangeira nas seguintes modalidades: investimento estrangeiro direto (IED), tecnologia incorporada (patentes, licenças e serviços tecnológicos) e bens de capital.

Dahlman e Fonseca (1987) colocam, ainda, que o Brasil também se destaca por ter implementado uma política tecnológica que promoveu a implantação de uma infra-estrutura física e humana de P&D. Para ilustrar essas questões, foram analisados os setores automobilístico, siderúrgico e de aviação. A partir desses estudos, os autores tecem algumas considerações sobre a complexa relação existente entre a importação de pacotes tecnológicos e o desenvolvimento de capacitação tecnológica local, ressaltando a diferença entre a aquisição de conhecimento técnico e a aquisição de capacitação tecnológica. Para

Dahlman e Fonseca (1987), na primeira, encontram-se envolvidas formas de contratação formal de conhecimento (IED, licenças, *know-how*, acordos de serviços técnicos, importação de bens de capital); quanto a segunda, são exigidos esforços na formação de recursos humanos especializados, traduzidos nos mecanismos de educação formal, modalidades de treinamento no trabalho, bem como aquelas formas que promovem a assimilação, adaptação, melhoramento ou criação de tecnologia. Os autores ressaltam que o desenvolvimento da capacitação tecnológica é a peça-chave para alterar a tecnologia original. A partir da experiência observada, os autores recomendam que qualquer projeto de investimento deve conter uma provisão de recursos que permitam adquirir capacitação tecnológica local. Essas considerações partem, também, da constatação de que o êxito, em um processo de transferência tecnológica, depende de esforços que transcendam a simples replicação da tecnologia original.

Na opinião de Furtado *et al.* (1994) o processo de aprendizagem tecnológica se referencia no conhecimento técnico das operações de produção e das pessoas envolvidas no processo. O principal vetor determinante nesse processo está relacionado com as pequenas alterações responsáveis pelo aparecimento das inovações secundárias (*minor innovation*). Na opinião de Furtado *et al.* (1994:9):

“...A acumulação desse conhecimento sobre as plantas produtivas e pessoas tem recebido o nome de aprendizagem tecnológica. Nesse sentido, um estudo chama atenção para a importância das inovações menores geradas a partir da prática produtiva da empresa e, também, para o caráter temporal e cumulativo desse processo”.

1.2.2 *Processo de aprendizagem organizacional*

Llerena (1996) vem trabalhando com o processo de aprendizagem organizacional (*apprentissage organisationnel*), que se traduz na forma como as organizações adquirem novos conhecimentos através de seus membros. O autor percorre o processo de aprendizagem dos indivíduos até chegar ao processo de aprendizagem das organizações,

partindo dos mecanismos cognitivos individuais até chegar aos processos cognitivos coletivos comuns às empresas. Para o autor, o contexto organizacional influi nas atividades cognitivas pessoais, particularmente, por meio das rotinas organizacionais, considerando estas últimas procedimentos e regras regulares necessários ao comportamento das organizações.

De fato, o conceito de aprendizagem organizacional torna-se mais freqüente na bibliografia econômica e no campo da administração empresarial, apesar dos níveis de imprecisão presentes no mesmo, por considerar campos interdisciplinares do conhecimento da psicologia, economia, administração e educação.

Llerena (1996) apresenta duas principais vertentes do processo de aprendizagem organizacional. Na primeira vertente, a aprendizagem organizacional apresenta-se como um processo adaptativo às necessidades e demandas ambientais. Neste caso, o processo de aprendizagem é uma resultante das mudanças das rotinas organizacionais, sendo estas responsáveis pela orientação da organização como também pela evolução dos seus objetivos. Em síntese, a transformação no comportamento da organização ocorre face aos estímulos proporcionados pelo meio ambiente. A segunda vertente, considerada complementar à primeira, busca subsídios nos trabalhos da psicologia cognitiva. Nesta última, os membros de uma organização constroem representações teóricas coerentes com as suas ações na organização, ou seja, a evolução do conhecimento em uma organização serve-se de mecanismos cognitivos utilizados pelos indivíduos. A aprendizagem organizacional compreende a existência de um processo de fluxo contínuo de reformulação dos conhecimentos, contando com a referência que se estabelece entre os modelos utilizados pelos agentes e as disfunções observadas. Estudos sobre o processo de aprendizagem organizacional estabelecem uma relação entre os mecanismos de aprendizagem individuais e os mecanismos cognitivos coletivos que garantem a criação de conhecimento coletivo sobre a base dos diferentes saberes individuais.

Segundo o autor, a análise do papel dos limites do processo de aprendizagem individual na dinâmica organizacional propõe um ciclo de aprendizagem organizacional, exposto na figura abaixo:

- (1) As representações e as preferências dos indivíduos influenciam seu comportamento,
- (2) As ações dos indivíduos influenciam as escolhas organizacionais,
- (3) Estas escolhas da organização acarretam reações do ambiente,
- (4) Os quais modificam, por sua vez, as representações dos indivíduos.

Figura 1

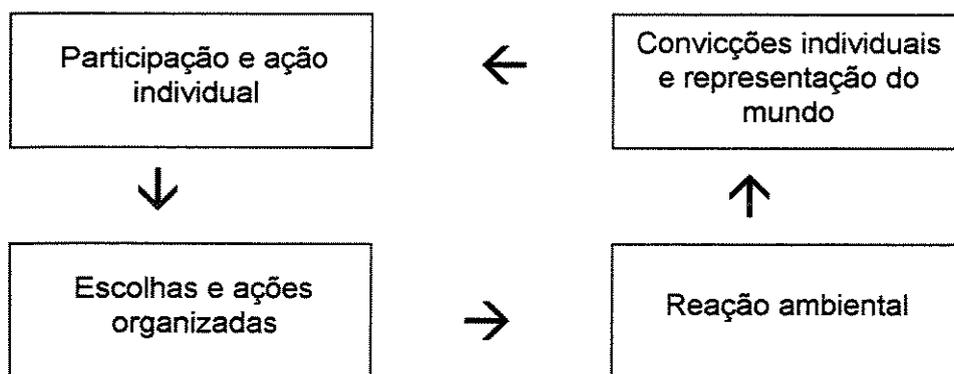


Figura: O ciclo completo da aprendizagem organizacional segundo Llerena (1996)

Nas palavras de Llerena (1996:394):

“...A aprendizagem não se limita a um fenômeno individual ou localizado no contexto particular de uma organização mas é atinente igualmente às relações que mantêm os membros da organização. Nós atribuímos a essas relações cognitivas, as propriedades de desencadear os processos de criação de conhecimentos e de difusão dos saberes adquiridos. A organização é, antes de mais nada, todo um dispositivo coletivo cognitivo ou a eficiência organizacional que repousa sobre os processos de transferência dos conhecimentos individuais no saber coletivo³.”

³ Texto traduzido por FREITAS, A.G.

O trabalho de Llerena (1996) distingue-se dos outros processos de aprendizagem por privilegiar a construção do conhecimento técnico entre os membros da organização. Considerando a diversidade do saber tácito presente nas organizações, a proposição desse autor é considerar a importância do quadro de pessoal como uma das formas de alcançar maior domínio de conhecimento tecnológico.

1.2.3 *Processos de aprendizagem interativos e o surgimento de arranjos inter-institucionais promotores do processo de aprendizagem envolvendo agentes de inovação*

Quanto aos processos de aprendizagem que envolvem relações entre participantes, Rosenberg (1982) destaca a aprendizagem pelo uso (*learning by using*). Este autor narrou várias histórias que retratam o desenvolvimento partilhado do conhecimento em vários setores industriais. Uma das principais características dessa aprendizagem corresponde às atividades relacionadas com o melhoramento contínuo do produto, fruto da interação que se estabelece entre o usuário e o produtor da tecnologia.

Nesta direção, Lundvall (1988) coloca alguns argumentos favoráveis aos processos de aprendizagem interativa (*learning by interacting*), aplicáveis tanto pelos países desenvolvidos, como pelos países em desenvolvimento. Na opinião do autor, esses processos possibilitam o levantamento dos gargalos e problemas técnicos que contribuiriam na montagem de uma agenda de pesquisa voltada para a inovação. Outra grande vantagem deve-se ao suporte que proporciona na formação de conhecimentos utilizados para o desenvolvimento de novos produtos e processos. Por último, vale destacar que os resultados alcançados pelos processos de aprendizagem em determinados setores produtivos também podem vir a beneficiar outros setores. Quanto a este aspecto, o autor refere-se à criação de canais e aos fluxos de informação existentes entre fornecedores e usuários de bens de capital, inaugurando o processo de aprendizagem pela relação usuário-produtor que se estabelece entre empresas.⁴

⁴ Este termo foi utilizado por Lundvall (1988) para referir-se aos canais de conhecimento existentes entre fornecedores e usuários de bens de capital (*user-producer*). Neste caso, generalizamos seu uso para os mais diversos participantes do processo de inovação.

Um contraponto entre os processos de aprendizagem pelo uso (*learning by using*) e pela interação (*learning by interacting*) corresponde a este último reforçar o processo inovativo ao pressupor que os agentes possam estabelecer vínculos mais duradouros, construindo novos arranjos em formato de redes. No caso, as redes podem ser conceituadas como relações estáveis existentes entre usuários e produtores de tecnologia, desenvolvendo “habilidades de aprendizagem” orientadas por incentivos econômicos adequados que permitem a adequação do produto às necessidades e ampliação da capacidade de especificação dos usuários. (OLALDE, 1999, citando TEUDAL e ZUSCOVITCH, 1991).

A constituição de alianças estratégicas entre os agentes envolvidos torna-se freqüente na medida em que várias inovações surgem dessas relações. O processo de aprendizagem pela interação (*learning by interacting*) pode ser considerado uma vertente que direciona as novas modalidades de interação no processo de aprendizagem tecnológica.

O progresso técnico, usualmente, pode envolver instituições científicas e tecnológicas e vários organismos externos. Sendo assim, para realizar determinados processos de mudança técnica, estabelece-se um complexo canal de relações entre as mais diversas instituições, também conhecido na bibliografia como *sistemas nacionais de inovação*.

Autores como Freeman (1987), Nelson (1988) e Lundvall (1988) analisaram experiências em diferentes países e constataram que o processo de inovação tem, de forma crescente, transcendido aos muros da empresa e demandado participação de diversas instituições. No caso, determinadas inovações têm *ciclo de maturação* que demandam a colaboração de universidades, centros de P&D, fornecedores de equipamentos, empresas de engenharia e laboratórios de P&D de grandes empresas. Estas instituições estabelecem múltiplas formas de cooperação e interação (*learning by interacting*) no campo técnico, com o propósito de desenvolver o novo conhecimento.

Na opinião de Freeman (1987:1):

“... a rede de instituições do setor público e do setor privado em que as atividades e as interações servem para lançar, importar, modificar e difundir as novas tecnologias pode ser qualificado de ‘sistema nacional de inovação’. No caso, os sistemas nacionais de inovação (SNI) pressupõem uma espécie de divisão de trabalho entre várias instituições com o propósito de melhor disseminar o novo conhecimento.”⁵

A expectativa no processo de internacionalização das tecnologias, provocando um difusão generalizada de informações, fez com que vários autores apontassem para a constituição ou mesmo para a relevância dos sistemas nacionais de inovação (SNI), como instância de coordenação do processo de inovação local. Pesquisadores como Freeman (1987), Nelson e Winter (1982), apontam a relevância e as principais diferenças existentes nos SNI entre os países centrais. Como aponta Olalde (1999:70):

“... contudo, em função da globalização, torna-se cada vez mais difícil definir os limites dos sistemas nacionais de inovação. As análises das alianças entre firmas revelam que as mesmas estão tendendo a adquirir cada vez mais um padrão internacional. O caráter ‘extrovertido’ dos sistemas nacionais de inovação coloca novos problemas para os formuladores de políticas. Nesse caso, a identificação das ‘redes’ internacionais pode ser de utilidade.”

A velocidade do progresso técnico e a elevação dos custos das atividades de P,D&EB têm levado vários agentes a partilharem estes gastos, passando o vetor da competitividade industrial a depender mais da formação de arranjos inter-institucionais. Conseqüentemente, vem ocorrendo um deslocamento da pesquisa dos laboratórios das empresas para as redes de inovação.

“... A crescente complexidade e multidisciplinaridade dos recursos necessários para a inovação, e o próprio stock de conhecimentos, tendem a transformar a inovação tecnológica no resultado de relações de interação e cooperação entre organizações autônomas que possuem recursos complementares. Como resultado deste processo, é cada vez mais difícil identificar o inovador com alguma organização específica” (Arora e Gambardella, 1990: 362, citado por Olalde, 1999).

Na opinião de Callon (1992) as redes de inovação constituem-se nas relações coordenadas entre organizações e agentes que formam a rede técnico-econômica. Neste arranjo inter-institucional, apesar de os participantes terem interesses distintos, existe uma

⁵ Texto traduzido por FREITAS, A.G.

coordenação nesta esfera, de modo que esses partilham do processo de desenvolvimento de novos conhecimentos tecnológicos. Na opinião desse autor, as redes constituem-se em uma ferramenta analítica mais apropriada do que os SNI, na medida em que a rede de inovação não se restringe aos limites locais e/ou determinados espaços geográficos nacionais.

A experiência, adquirida com o processo de aprendizagem por interação, realizado no interior de arranjos institucionais em rede, proporcionou o surgimento do processo de aprendizagem coletivo. Este último envolve a incorporação das lições extraídas da aprendizagem individual dos agentes e associa-as à base de conhecimentos (comerciais, gerenciais, mercadológicos, tecnológicos, etc.) detidos pelos participantes do arranjo. A ação dos mecanismos endógenos indutores do processo de aprendizagem intra-rede sinaliza para a consolidação da hipótese de que os agentes, ao socializarem informações entre os parceiros, desenvolvem a capacidade de aprenderem a aprender (*learning by learning*) no âmbito desse arranjo institucional. As características desses arranjos cooperativos são: a) aprendizagem por parcerias – refere-se à geração de mecanismos coletivos de apropriação do conhecimento pelas organizações; b) aprendizagem por objetivos – enfatiza uma maior precisão acerca dos objetivos que merecem ser buscados na articulação entre os agentes, na medida em que a transferência contínua de conhecimento entre os agentes reforça a definição dos interesses mútuos com maior clareza; c) aprendizagem sobre os resultados – traduz-se na possibilidade de alcançar, a partir do arranjo existente, um refinamento das expectativas individuais e da internalização de valores comuns (BRITO, 1996).

Neste sentido, a aprendizagem coletiva converte-se em elemento de unidade entre os agentes que reforça o arranjo inter-institucional. Os mecanismos da aprendizagem tecnológica que se desenvolvem no ambiente intra-rede são: a) geração de conhecimento técnico de forma cooperada; b) desenvolvimento de mecanismos de (re)fluxo de informação

no âmbito da rede; c) arranjo institucional em forma de rede, elemento de estímulo e difusor de conhecimentos tecnológicos e de inovações. As redes convertem-se em fontes geradoras de inovação, a partir de uma divisão de trabalho tecnológico, que permite aos agentes mobilizarem recursos de modo a garantir a produtividade das atividades de P&D, por intermédio do melhor aproveitamento de economias de escala e dos ganhos de especialização. Esse tipo de aprendizagem requer uma concentração das diversas competências (BRITO, 1996).

Outros mecanismos de aprendizagem, comuns na rede de empresas, referem-se à circulação de conhecimentos tecnológicos no interior do arranjo. A cooperação técnica, que nele se estabelece, proporciona a diminuição dos atrasos na incorporação de inovações, graças à presença de instrumentos informais de aprendizagem que retro-alimentam o esforço técnico realizado conjuntamente.

A discussão sobre as redes propõe uma revisita crítica ao *modelo linear* da inovação, que se expressa pela sucessão das seguintes etapas, a saber: invenção (pesquisa científica e tecnológica), inovação (desenvolvimento de protótipo a partir do conhecimento técnico) e difusão (comercialização em larga escala da tecnologia). Esse modelo não leva em consideração a natureza dinâmica do conhecimento tecnológico ao longo do ciclo de inovação (invenção, inovação e difusão), sequer prevê vínculos interativos entre os agentes que participam em cada uma dessas etapas.

As redes de inovação *vis-à-vis* *modelo linear* de inovação apresentam-se como uma alternativa à visão estática do processo de maturação da inovação. Ademais, as redes questionam o *modus operandi* das etapas seqüenciadas e previsíveis, enquanto instrumento explicativo do desenvolvimento do conhecimento tecnológico. A mudança técnica pode ser encontrada em qualquer fase do ciclo de inovação e conjuga-se entre os mais diversos agentes envolvidos ao longo deste ciclo.

Na opinião de Furtado *et al.* (1999), observa-se a presença de novas formas de organização cooperada das atividades de P&D em muitos setores produtivos maduros. Essa mudança nos padrões de realização da P&D apresenta-se como oportunidade para os países em desenvolvimento (PED) terem acesso ao novo conhecimento tecnológico “O processo de *catching-up* desenvolvido pode significar acordos estratégicos na direção das companhias dos países em desenvolvimento tomarem-se capazes de avançar através dos processos de aprendizagem” (FURTADO *et al.*, 1999:4). Pelo que se vê da bibliografia, não há consenso na abordagem de aprendizagem tecnológica, o que torna necessário ampliar a agenda de pesquisa quanto aos resultados alcançados pelos PED que interagem nos novos arranjos institucionais, as redes de inovação.

Não obstante a abordagem da aprendizagem tecnológica coletiva reforça a vertente teórica que analisa o processo de inovação à luz dos esforços de P&D cooperados, interdisciplinares e através da divisão de trabalho entre os agentes produtivos, criando novos arranjos na estrutura industrial produtiva, que caracterizam este estudo e reiteram a justificativa da sua realização.

Há uma ponte entre os processos de aprendizagem presentes em nível da empresa com o processo de aprendizagem partilhado e interativo. Partindo dos processos de aprendizagem que permitiram a absorção de conhecimentos fundamentais às operações industriais, a empresa petrolífera nacional, na última década, inaugurou o processo de aprendizagem interativo e partilhado com agentes externos (nacionais e internacionais) de inovação. Esse processo de aprendizagem coletivo se estabelece através da constituição de redes que envolvem instituições científicas e tecnológicas, indústrias de bens de capital, empresas de engenharia e companhias petrolíferas internacionais.

Para confirmar aquela assertiva, será necessário demonstrar que a trajetória *offshore* da PETROBRÁS envolveu o deslocamento do processo de aprendizagem

tecnológica endógeno para a construção de mosaicos que representam as novas formas de desenvolvimento da inovação no sistema produtivo. Essa mudança paradigmática nos mecanismos de condução do desenvolvimento tecnológico se traduz na experiência que será narrada através da implementação de programas de pesquisa, que tinham como propósito viabilizar a capacitação tecnológica em sistemas marítimos de E&P.

É fundamental conhecer o movimento de deslocamento do *locus* privilegiado da inovação da empresa para os arranjos inter-institucionais compreendidos como redes de inovação. Nos espaços supra-institucionais, onde opera o novo padrão de desenvolvimento do conhecimento, aparecem as experiências dos PROCAP analisadas neste trabalho. A coordenação do desenvolvimento tecnológico envolve uma profunda modificação na forma de organização da P&D na Companhia, o que provocou alterações no nível de envolvimento e na procedência dos participantes desses programas tecnológicos. Pretende-se contribuir para a análise deste fenômeno e das restrições que esse novo *modus operandi* pode causar aos agentes de inovação dos PED, objeto desta tese.

1.3 Comentários Finais

Este trabalho de tese apresenta um estudo de caso sobre o processo de desenvolvimento tecnológico da PETROBRÁS nas atividades de Exploração & Produção de reservatórios gigantes em alto mar. O argumento principal é explicar a pertinência da bibliografia sobre os distintos processos de aprendizagem, buscando aplicações conceituais na pesquisa empírica realizada no setor petrolífero nacional. Como categoria de análise, os processos de aprendizagem expõem a natureza dinâmica e notadamente incremental (*minor innovation*) do progresso técnico, principalmente nos PED.

Partindo dos processos de aprendizagem, relacionados com a introdução de atividades industriais, expressas pela melhoria da operação de plantas industriais e no

acúmulo de conhecimentos tácitos destas atividades, passa-se para estágios que envolvem maior domínio tecnológico e treinamento de recursos humanos.

Diversos autores caracterizam diferentes processos de aprendizagem tecnológica em nível da firma. Cada processo de aprendizagem expressa a direção dos distintos esforços realizados pela empresa para ampliar seu conhecimento.

A bibliografia sobre os processos de aprendizagem apresenta, também, formas interativas de aprendizagem, em que se observam o envolvimento do usuário no processo de desenvolvimento tecnológico, bem como o estabelecimento de canais estáveis de comunicação entre o usuário e o produtor do conhecimento técnico. Nesse ponto, o processo de aprendizagem passa a transcender ao *locus* da firma e torna-se um processo dinâmico envolvendo mais de um agente de inovação.

Esta tese pretende mostrar que o padrão de desenvolvimento tecnológico da PETROBRÁS combina processos de aprendizagem tecnológica, organizacional e em forma de rede. No caso, o processo de aprendizagem interativo vem ganhando maior espaço na Companhia.

Vale ressaltar que a evolução da aprendizagem interativa permitiu o surgimento dos sistemas nacionais de inovação (SNI), como instância coordenadora dos agentes locais de inovação, espaço promotor de múltiplos e interativos processos de aprendizagem. Todavia, os SNI perdem parcialmente sua força e consistência como marco conceitual, devido à acentuada internacionalização das economias e das atividades de P&D. Neste contexto, inserem-se as redes de inovação como uma ferramenta de análise que contribui para melhorar a compreensão da nova dinâmica do processo de desenvolvimento da inovação.

O estudo empírico realizado comprova que a companhia petrolífera nacional, com vistas à capacitação tecnológica em atividades de E&P *offshore* profundo, executou

processos de aprendizagem em nível da firma que será chamado de endógenos. À medida que a empresa nacional conseguiu dominar determinados conhecimentos *offshore* e tornou-se estratégico aumentar rapidamente o conhecimento tecnológico, muitas vezes inexistente no país, a PETROBRÁS passou a envolver várias instituições no desenvolvimento de novos conhecimentos, formando redes de inovação. Esse deslocamento do processo de desenvolvimento tecnológico endógeno, para arranjos partilhados e/ou interativos, deram origem, na Companhia, ao processo de desenvolvimento tecnológico cooperativo.

A investigação desta tese teve como objetivo reconstruir e percorrer o ciclo de inovação dos projetos de pesquisa do primeiro PROCAP, compreendendo desde a concepção do projeto até, se fosse o caso, a sua implementação. Em primeiro lugar, a realização desta pesquisa empírica tomou por base a seleção e análise de projetos do PROCAP 1000 (ver Apêndice Metodológico). Em uma segunda fase, realizaram-se entrevistas com todos os principais participantes dos esforços do programa, e pesquisa junto à documentação técnica da empresa. Na penúltima fase, foram sistematizadas as informações, de forma a reforçar o argumento da tese, presente nos capítulos 4 e 5 deste trabalho.

Durante a exposição desta tese, serão estabelecidos vínculos consistentes entre a pesquisa teórica e a atividade de pesquisa empírica no campo de inovação em empresas dos países em desenvolvimento, principalmente em áreas de conhecimento que se situam na fronteira do saber.

CAPÍTULO 2

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA *OFFSHORE* MUNDIAL

A análise da produção *offshore* na composição da oferta de petróleo internacional é importante para o conhecimento da estratégia adotada pela Companhia nacional. A participação crescente dos reservatórios marítimos também está estreitamente relacionada com a aplicação de novas tecnologias no setor, sendo esta umas das características mais marcantes desse novo segmento petrolífero. Nesta tese, pretende-se mostrar que as atividades de E&P marítimas constituem-se em importante fronteira de expansão na indústria petrolífera mundial. Para esse efeito este capítulo é dividido em 5 partes.

Na primeira parte, será apresentada a formação histórica das atividades e/ou operações marítimas na indústria do petróleo, destacando-se as principais áreas de atuação envolvidas no processo de E&P.

Na parte seguinte, serão levantados dados que revelam a relevância econômica da indústria *offshore*, como a evolução da produção de petróleo internacional, com destaque para o progresso das atividades de E&P no mar, bem como sua participação no volume total produzido nos principais países produtores de petróleo no mar.

A terceira parte é dedicada aos investimentos em sistemas de produção marítimos. Esta parte do trabalho permite visualizar a magnitude dos investimentos envolvidos nos sistemas de E&P no mar.

Na penúltima parte, são colocados aspectos que caracterizam *offshore* em nível internacional. Esta definição é pertinente pela dimensão dos esforços tecnológicos que são realizados pela indústria petrolífera mundial. A diferença entre as atividades de E&P em águas rasas e em águas profundas traz, em si, o salto tecnológico necessário para o aproveitamento das jazidas submarinas.

Na quinta parte, são destacados aspectos relacionados ao surgimento de novos produtores e ao esforço da pesquisa tecnológica na indústria petrolífera internacional. Nesta parte, será sucintamente explorada a importância do petróleo *offshore* como fonte de novos espaços de produção, além das novas formas de realizar-se a pesquisa tecnológica na indústria.

2.1 A História da Tecnologia *Offshore*

A atividade petrolífera comercial foi inaugurada na segunda metade do século XIX, a partir do poço do Coronel Drake (1861) nos Estados Unidos. Neste período, as técnicas utilizadas para abertura de poços – perfuração por percussão – eram uma herança milenar chinesa, expressivamente aplicada nas atividades de perfuração de reservatórios próximos da superfície e naqueles situados em regiões montanhosas. Há pouco mais de um século, essas técnicas eram utilizadas para exploração de jazidas identificadas no Leste Europeu, nas proximidades do Mar Negro e do Mar Cáspio, bem como no Leste Americano.

As pesquisas exploratórias intensificaram-se e apontavam para existência de jazidas em regiões principalmente próximas ao litoral da Califórnia, mas apresentavam restrições à aplicação dessas antigas técnicas de perfuração, a saber: à medida que a perfuração era mais profunda as operações tornavam-se mais lentas e os riscos de desabamentos e infiltrações de água tornavam-se freqüentes. Em 1901, foi utilizada pioneiramente a técnica *rotary* (Spindletop, no poço do Capitão Lucas), que marcou o surgimento da indústria petrolífera moderna com o aparecimento de tecnologias específicas para atividade de exploração e perfuração.

A exploração das jazidas submarinas remonta aos últimos anos do século XIX, nas praias da Califórnia (1889), em lâminas d'água (LDA) até 10 metros. Passadas mais de duas décadas, foi construída uma pequena plataforma em madeira para operações de perfuração realizadas pela Gulf Oil, e constituída a primeira frota de barcos petrolíferos.

Nos anos 20, a descoberta de importantes jazidas a 20 metros de LDA, no lago de Maracaibo (Venezuela), demandava uma extrapolação importante do conceito de fixação do aparelho sobre uma plataforma de madeira. Em 1927, as plataformas fixas foram instaladas no lago de Maracaibo. Em 1934, uma base de aço foi posta sobre os pilares da plataforma, feitos em concreto; a qual comportava um suporte *derrick* e a *rotary* fixa ao lado de um barco ancorado.

A história de Maracaibo é considerada um marco na indústria petrolífera, por ter se constituído em um laboratório de várias técnicas e por representar a primeira utilização combinada entre barcos e plataformas de concreto, que dominaram o surgimento de técnicas específicas de perfuração *offshore*. Ademais, este arranjo permitiu a redução do peso da estrutura e dos custos de construção, instalação, perfuração e de produção.

Por volta dos anos 30, as companhias petrolíferas interessaram-se pelas regiões marítimas da costa americana, próximas aos estados de Louisiana e Texas. Entre as várias dificuldades encontradas, destaca-se a distância náutica para o transporte de equipamentos. Essas novas operações exigiram a construção de uma plataforma de maior dimensão para atuação no mar. A empresa Brown & Root, que possuía uma longa experiência na concepção de grandes estruturas industriais, foi responsável pelo projeto dessa plataforma, permitindo o desenvolvimento do poço conhecido como Creola, primeiro poço *offshore* no mar, a uma distância de 3 milhas náuticas. Ademais, Creola ilustra algumas especificidades da indústria marítima e reflete os impasses tecnológicos e econômicos da viabilização da perfuração e construção de poços de profundidades crescentes.

Neste período, surgiu a primeira solução original para exploração *offshore*, desenvolvida pela Texas Company (Texaco); no intento de realizar atividades nos reservatórios do Golfo do México, construiu um barco, que seria a primeira unidade inteiramente móvel, utilizada para exploração em regiões submersas, numa profundidade que não ultrapassava 5 metros de lâmina d'água.

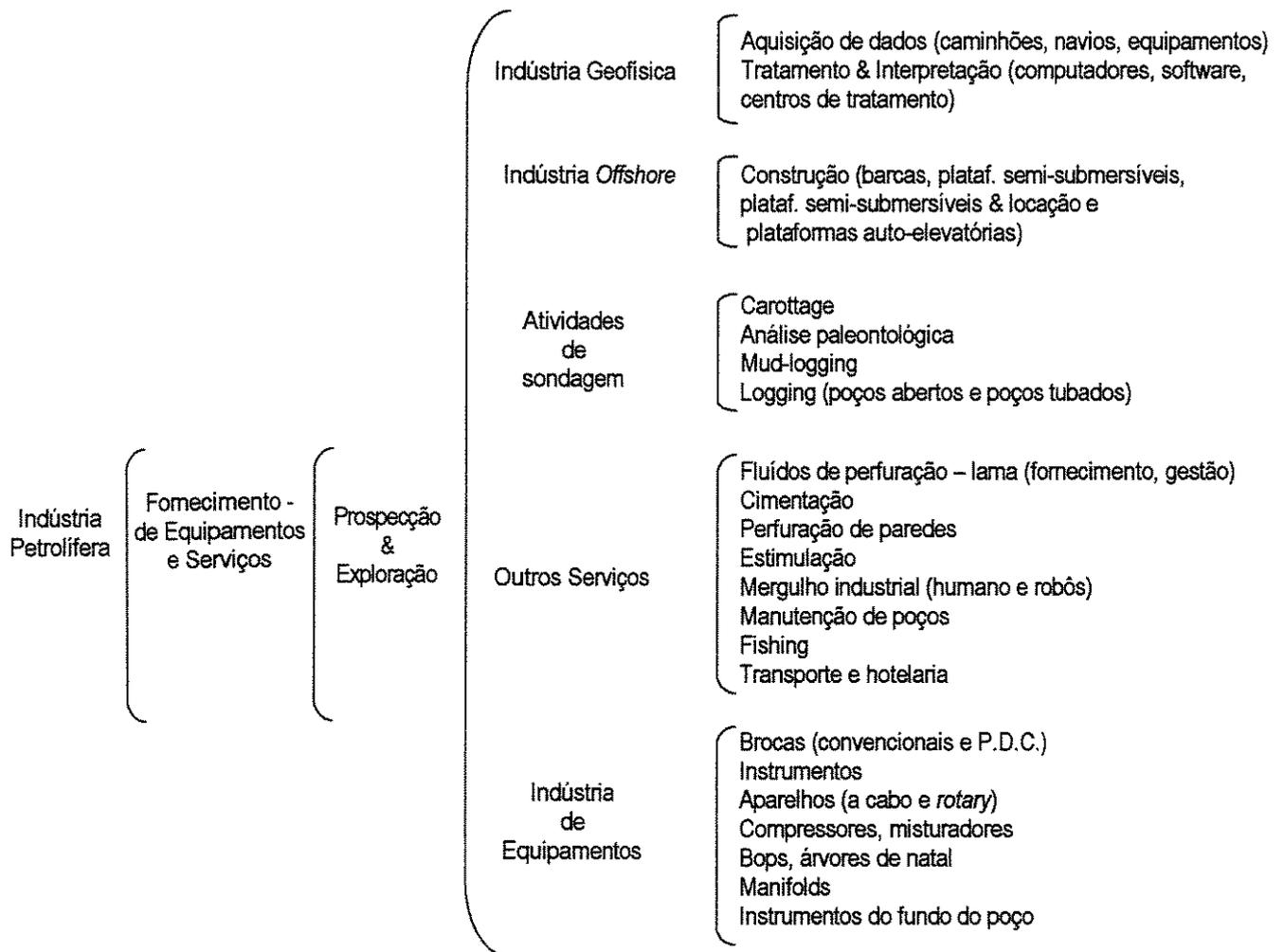
Após a II Guerra Mundial, as atividades de Exploração & Produção (E&P) no mar cresceram significativamente, o que proporcionou o surgimento de estruturas específicas para produção marítima. Progressivamente, as antigas práticas de prospecção e perfuração passaram a ser substituídas por inúmeros processos e sistemas mais complexos. Este movimento também marcou o surgimento de equipes técnicas profissionais, formadas por engenheiros e técnicos, constituindo-se num mercado de fornecedores de equipamentos e serviços. A complexidade da indústria petrolífera *offshore* pode ser observada no quadro abaixo, onde são apresentadas as diversas atividades relacionadas com geofísica, plataformas, sondagem, serviços gerais e seus equipamentos.

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA
OFFSHORE MUNDIAL

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Quadro 1
 ATIVIDADES DE PROSPECÇÃO E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO



Fonte: Extraído de Duque Dutra, 1993

A importância dos reservatórios marítimos levou ao surgimento de novas áreas de conhecimento tecnológico, com vistas ao aproveitamento dessas jazidas. A indústria petrolífera é profundamente marcada pela aprendizagem localizada e a especialização de fornecedores de equipamentos e serviços, que ampliavam o conjunto de atividades dessa indústria, generalizando a prática de subcontratação para atividades importantes, como a pesquisa geofísica, operação de aparelho de perfuração, parte das atividades de sondagem e construção do poço. A experiência lograda pelos processos de aprendizagem da indústria petrolífera pode ser traduzida na dimensão econômica das atividades de E&P *offshore*, e pelo volume de produção (DUQUE DUTRA, 1993).

2.2 A Importância da Produção da Indústria *Offshore* no Mundo entre 1970-1995

No intervalo de 1970 até 1995, a produção mundial de hidrocarbonetos foi profundamente marcada pelo aumento da extração em regiões marítimas. Neste período, a E&P *offshore* passou a ter maior participação na oferta internacional de petróleo. O choque no preço internacional do óleo bruto (1973 e 1979) permitiu o aumento das atividades de E&P de grandes companhias petrolíferas nas novas fronteiras da indústria petrolífera, principalmente as florestas, as regiões geladas e as áreas marítimas.

Conforme pode ser observado na tabela I, a evolução da produção marítima foi gradual ao longo das últimas duas décadas. Em 1970 a produção terrestre era de 13.961.668 mil barris/ano, enquanto a produção marítima chegava a 2.757.040 mil barris/ano, o que correspondia a 83,51% e 16,49%, respectivamente.

Durante a década de 70, a produção de petróleo terrestre oscilou um pouco, aumentando de 13.961.668 mil barris/ano para 18.139.390 mil barris/ano no final da década, correspondendo a um acréscimo de 30%. Neste mesmo período, a produção *offshore* das jazidas marítimas apresentou um crescimento progressivo passando dos 2.757.040 mil barris/ano para 4.625.660 mil barris/ano, caracterizando o crescimento de 67%.

Vale ressaltar que a produção terrestre de hidrocarbonetos apresentou sua maior alta em 1979, e que durante toda década de 80, houve um pequeno declínio em relação a década anterior (1970). Nos anos 80, a produção terrestre ficou em torno de 16 bilhões de barris anuais. Neste mesmo período, a extração marítima de petróleo contribuiu para o crescimento da oferta internacional de óleo cru, atenuando a queda da participação do petróleo terrestre. A oferta *offshore* apresentou ao longo da década de 80 crescimento no *quantum* produzido de 5.009.916 mil barris/ano, passando para 5.377.910 mil barris/ano, entre 1980-1989, respectivamente.

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA
OFFSHORE MUNDIAL

TABELA 1
PRODUÇÃO MUNDIAL DE HIDROCARBONETOS NO MAR E
EM TERRA 1970-1995 EM MIL DE BARRIS/ANO

Ano	Terra		Mar		Total
1970	13.961.668	84%	2.757.040	16%	16.718.708
1971	14.649.885	84%	3.012.908	16%	17.662.793
1972	15.346.357	83%	3.254.388	17%	18.600.745
1973	16.729.330	82%	3.638.651	18%	20.367.981
1974	17.140.035	83%	3.397.692	17%	20.537.727
1975	16.316.198	84%	3.186.137	16%	19.502.335
1976	17.661.041	83%	3.530.499	17%	21.191.540
1977	17.738.887	81%	4.161.808	19%	21.900.695
1978	17.961.621	81%	4.196.630	19%	22.158.251
1979	18.139.390	80%	4.625.660	20%	22.765.050
1980	16.754.248	64%	5.009.916	23%	21.764.164
1981	15.395.719	76%	4.984.786	24%	20.380.505
1982	14.432.660	74%	4.942.465	26%	19.375.125
1983	14.199.839	74%	5.011.085	26%	19.210.924
1984	14.124.654	72%	5.628.714	28%	19.753.368
1985	13.967.228	72%	5.521.720	28%	19.488.948
1986	15.248.292	75%	5.080.800	25%	20.329.092
1987	14.846.368	73%	5.322.795	26%	20.329.092
1988	15.736.053	75%	5.309.196	25%	21.045.249
1989	16.006.008	75%	5.377.910	25%	21.383.918
1990	15.791.725	73%	5.872.485	27%	21.664.210
1991	14.304.914	67%	7.159.110	33%	21.464.024
1992	15.109.917	69%	6.873.480	31%	21.983.397
1995	15.784.060	70%	6.793.380	30%	22.577.440

Fonte: API Basic Petroleum Data Book, British Petroleum, 1996

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA
OFFSHORE MUNDIAL

Na primeira metade da década de 90, a produção terrestre manteve-se no patamar dos 15 bilhões de barris/ano, representando aproximadamente 70% do volume total produzido anualmente. A produção *offshore* apresentou um certo crescimento oscilante neste mesmo período. Como se pode observar, entre 1990 e 1995 houve um aumento da produção de 5.872.485 mil para 6.793.380 mil barris/ano, o que representou um crescimento de 16%. Em 1991 houve uma produção recorde, quando a produção deu um enorme salto, apresentando incremento, no volume extraído, de mais de 1,5 bilhão de barris/ano. No ano seguinte, a produção caiu para o patamar de 6,8 – 6,7 bilhões de barris/ano.

Durante a década de 70, a produção *offshore* representava 16% do volume de petróleo ofertado internacionalmente. Durante a década de 80, essa participação cresceu, chegando a responder por 25% da produção mundial de hidrocarbonetos. A importância da produção no mar aumentou devido ao melhor aproveitamento das jazidas submarinas, com a incorporação de novos conhecimentos tecnológicos (técnicas sísmicas, equipamentos e sistemas de produção) pelo setor petrolífero *offshore*.

Na primeira metade da década de 90, a produção de óleo no mar apresentou taxas de crescimento bem menores em relação ao período anterior. Todavia, sua participação relativa, na oferta de hidrocarbonetos, aumentou significativamente, devido ao declínio na extração das jazidas no continente. Nesse período, a produção submarina chegou a representar 30% da produção mundial. Apesar da oscilação sofrida ao longo dos anos 80, observa-se que a produção *offshore* representou, em média, um quarto da produção diária de hidrocarbonetos desse período.

Quanto ao processo de difusão das atividades de E&P *offshore*, vale ressaltar que na década de 60 apenas quatro países atuavam em regiões submarinas. Atualmente, mais de 40 países têm participado de esforços de exploração no mar e/ou áreas submersas (GIRAUD e LA TOUR, 1987). Para exemplificar tal assertiva, tomei apenas a produção dos oito maiores países produtores *offshore* no ano de 1995, tendo em vista a complexidade de obter dados.

A produção *offshore* mundial de 1970-1995, difundiu-se em vários continentes, além de ter contribuído para o aumento da oferta de petróleo, como pode ser observado a seguir.

Tabela 2

Extração dos EUA em Relação a Produção Mundial *offshore** (milhões bbl/ano)

Ano	Total USA	% USA	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total USA	% USA	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total USA	% USA	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	583,5	22%	2.662,9	1980	379,7	8%	4.936,1	1990	394,9	7%	5.856,3
1971	625,7	21%	2.921,7	1981	385,4	8%	4.912,6	1991	431,5	6%	6.839,7
1972	621,3	20%	3.168,0	1982	405,3	8%	4.878,0	1992	445,9	7%	6.577,2
1973	583,4	16%	3.552,3	1983	436,5	9%	4.946,4	1995	556,5	8%	6.931,6
1974	535,7	16%	3.313,4	1984	469,6	8,4%	5.566,5				
1975	496,5	16%	3.102,8	1985	456,3	8,4%	5.460,5				
1976	467,8	13,6%	3.450,1	1986	457,7	9%	5.019,1				
1977	439,2	11%	4.087,1	1987	436,5	8,32%	5.245,4				
1978	416,3	10%	4.122,9	1988	435,9	8%	5.264,9				
1979	398,6	9%	4.553,8	1989	411,4	7,3%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores *Offshore*

A extração *offshore* nos EUA, na década de 70, apresentou uma certa retração, passando de 584 para 399 milhões de barris de óleo/ano. Isso explica a redução, em termos de participação relativa na oferta mundial *offshore*, de 22% para 9% no período citado. Na década de 80, a produção dos Estados Unidos apresentou uma pequena elevação, começando o período em baixa, cresceu ao longo da década, passando de 380 para 411 milhões de barris de óleo/ano. A produção de petróleo dos EUA em relação aos principais produtores declinou. No final da década de 80, os Estados Unidos representavam 8% do volume mundial de petróleo *offshore*. Na primeira metade dos anos 1990, a produção marítima americana saltou de 394,9 para 556,5 milhões de barris/ano. A participação relativa manteve-se em 8-7% da composição da oferta mundial de óleo marítimo internacional.

Tabela 3

Extração da Venezuela em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total VENEZUELA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total VENEZUELA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total VENEZUELA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	897,9	33,7%	2.662,9	1980	401,1	8%	4.936,1	1990	328,5	5,6%	5.856,3
1971	908,9	31%	2.921,7	1981	381,1	8%	4.912,6	1991	299,3	4%	6.839,7
1972	915,0	29%	3.168,0	1982	374,5	8%	4.878,0	1992	314,0	5%	6.577,2
1973	985,5	28%	3.552,3	1983	411,7	8%	4.946,4	1995	302,6	4%	6.931,6
1974	756,0	22,8%	3.313,4	1984	402,6	7%	5.566,5				
1975	634,0	20,4%	3.102,8	1985	347,1	6,4%	5.460,5				
1976	613,9	17,8%	3.450,1	1986	328,5	7%	5.019,1				
1977	456,3	11%	4.087,1	1987	387,6	7,4%	5.245,4				
1978	395,7	10%	4.122,9	1988	362,0	7%	5.264,9				
1979	383,3	8%	4.553,8	1989	340,2	6%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

A Venezuela, tradicional produtora de petróleo em áreas submersas, apresentou uma queda sistemática na produção de óleo cru entre 1970 e 1979; a produção que era de 897,9 passou para 383,3 milhões de barris/ano. Nesse período, a participação relativa sofreu uma retração, pois a extração de óleo chegou a representar 33% da produção *offshore* internacional, mas terminou a década contribuindo com apenas 8% da oferta mundial de petróleo. Na década de 80, a queda persiste e a produção que era de 401,1 passou para 340,2 milhões de barris/ano; a participação desse país, no volume total ofertado internacionalmente, caiu de 8% para 6%. Finalmente, na primeira metade da década de 90, a produção submarina venezuelana manteve essa tendência de queda; a produção foi de 328,5 e 302,6 milhões de barris/ano, reforçando a diminuição de sua participação relativa, no volume internacional, de 6% para 4%.

Tabela 4

Extração da América Latina em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total AMÉRICA LATINA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total AMÉRICA LATINA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total AMÉRICA LATINA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	43,4	1,63%	2.662,9	1980	281,8	6%	4.936,1	1990	851,5	14,5%	5.856,3
1971	69,4	2%	2.921,7	1981	503,0	10%	4.912,6	1991	938,1	14%	6.839,7
1972	82,4	3%	3.168,0	1982	733,3	15%	4.878,0	1992	905,9	14%	6.577,2
1973	65,8	2%	3.552,3	1983	747,9	15%	4.946,4	1995	864,7	12,5%	6.931,6
1974	73,7	2,2%	3.313,4	1984	851,3	15%	5.566,5				
1975	97,4	3,1%	3.102,8	1985	857,4	16%	5.460,5				
1976	107,1	3%	3.450,1	1986	857,4	17%	5.019,1				
1977	107,7	3%	4.087,1	1987	852,3	16%	5.245,4				
1978	103,7	2,5%	4.122,9	1988	833,4	16%	5.264,9				
1979	255,1	6%	4.553,8	1989	862,9	15,3%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

Como contraponto, os demais países da América Latina, exclusive a Venezuela, ao longo das últimas duas décadas e meia, apresentaram um crescimento vertiginoso. Entre 1970-1979, a produção nesta região saltou de 43,4 milhões para 255,1 milhões de barris/ano, o que possibilitou um aumento da participação da região, na composição da oferta mundial, de 2% para 6%. Entre 1980 e 1989, a evolução nos indicadores de produção do petróleo marítimo foram ainda maiores, passando de 281,8 milhões para 862,9 milhões de barris/ano, elevando a posição da região de 6% para 15%, na oferta mundial de petróleo extraído do mar. Entre 1990-1995, a produção manteve-se no patamar alcançado no final da década anterior, apresentando, apenas, uma ligeira queda na participação relativa para 12-14%.

Tabela 5

Extração do Oriente Médio em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total ORIENTE MÉDIO	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ORIENTE MÉDIO	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ORIENTE MÉDIO	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	760,7	28,57%	2.662,9	1980	2.132,4	43%	4.936,1	1990	1.110,3	19%	5.856,3
1971	913,4	31%	2.921,7	1981	1.936,3	39,4%	4.912,6	1991	1.620,2	24%	6.839,7
1972	1.040,5	33%	3.168,0	1982	1.497,2	31%	4.878,0	1992	1.515,6	23%	6.577,2
1973	1.282,2	36%	3.552,3	1983	1.322,0	27%	4.946,4	1995	1.231,1	18%	6.931,6
1974	1.262,7	38%	3.313,4	1984	1.473,9	26,5%	5.566,5				
1975	1.070,3	34,5%	3.102,8	1985	1.432,6	26,2%	5.460,5				
1976	1.198,2	35%	3.450,1	1986	1.183,0	24%	5.019,1				
1977	1.648,0	40%	4.087,1	1987	1.245,0	23,74%	5.245,4				
1978	1.734,8	42%	4.122,9	1988	1.148,5	22%	5.264,9				
1979	1.934,1	42%	4.553,8	1989	1.155,2	20,5%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

A extração *offshore* no Oriente Médio apresentou uma certa elevação entre 1970 e 1979, passando de 760,7 milhões para 1.934,1 milhões de barris/ano, o que representou um aumento, em termos de participação relativa na oferta internacional de petróleo *offshore*, de 28% para 42%. Em 1980, a produção do Oriente Médio apresentou uma significativa retração, começando o período em alta, mas caindo ao longo da década, passou de 2.132,4 milhões para 1.155,2 milhões de barris/ano entre 1980 e 1989. Conseqüentemente, a participação relativa da produção dessa região em relação à oferta mundial de petróleo *offshore* declinou de 43% para 20% durante a década de 80. Na primeira metade dos anos 1990, a produção *offshore* cresceu de 1.110,3 milhões para 1.231,1 milhões de barris/ano. Neste período, a participação relativa manteve-se em 10% da composição na oferta mundial de petróleo cru marítimo internacional.

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA OFFSHORE MUNDIAL

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Tabela 6

Extração da África em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total ÁFRICA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ÁFRICA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ÁFRICA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	239,8	9%	2.662,9	1980	349,2	7%	4.936,1	1990	712,8	12%	5.856,3
1971	233,9	8%	2.921,7	1981	308,8	6%	4.912,6	1991	866,1	13%	6.839,7
1972	276,3	9%	3.168,0	1982	297,5	6%	4.878,0	1992	804,5	12%	6.577,2
1973	323,2	9%	3.552,3	1983	310,3	6%	4.946,4	1995	1.096,1	16%	6.931,6
1974	380,3	11%	3.313,4	1984	382,1	7%	5.566,5				
1975	364,9	12%	3.102,8	1985	371,2	7%	5.460,5				
1976	384,6	11%	3.450,1	1986	322,3	6%	5.019,1				
1977	490,2	12%	4.087,1	1987	407,0	7,76%	5.245,4				
1978	414,3	10%	4.122,9	1988	524,1	10%	5.264,9				
1979	355,5	8%	4.553,8	1989	566,8	10%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

A produção marítima na África, durante a década de 70, cresceu de 239,8 milhões para 355,5 milhões de barris/ano, mantendo sua participação no patamar de 8-9% em relação à oferta *offshore* mundial. Nos anos 80, a produção oscilou bastante, apesar da elevação de 349,2 milhões para 566,8 milhões de barris/ano. Na década de 90, ocorreu um significativo crescimento da produção na região, a participação relativa da África chegou a representar 12-16% na oferta *offshore*.

Tabela 7

Extração da Ásia em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total ÁSIA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ÁSIA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total ÁSIA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	133,2	5%	2.662,9	1980	541,7	11%	4.936,1	1990	1.081,9	18%	5.856,3
1971	158,4	5%	2.921,7	1981	539,5	11%	4.912,6	1991	1.268,7	18,5%	6.839,7
1972	216,7	7%	3.168,0	1982	589,1	12%	4.878,0	1992	1.264,2	19%	6.577,2
1973	287,5	8%	3.552,3	1983	603,7	12%	4.946,4	1995	1.401,6	20,2%	6.931,6
1974	275,1	8%	3.313,4	1984	725,8	13%	5.566,5				
1975	323,2	10%	3.102,8	1985	724,2	13%	5.460,5				
1976	407,6	12%	3.450,1	1986	677,4	13%	5.019,1				
1977	549,7	13%	4.087,1	1987	662,1	13%	5.245,4				
1978	525,6	12,75%	4.122,9	1988	756,9	14%	5.264,9				
1979	490,6	11%	4.553,8	1989	934,8	16,6%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

A Ásia apresentou crescimento em todo o período observado. Entre 1970 e 1979, saltou de 133,2 milhões de barris/ano para 490,6 milhões de barris/ano. A participação do óleo cru marítimo desta região que era de apenas 5%, passou para 11%. Durante a década de 80, a produção de hidrocarbonetos cresceu de 541,7 milhões de barris/ano para 934,8 milhões de barris/ano, elevando a participação da região de 11% para 16% na produção mundial *offshore*. Entre 1990-1995, a produção desta região deu novo salto, passando de 1.081,9 milhões de barris/ano para 1.401,60 milhões de barris/ano, alcançando 18-20% da produção internacional *offshore*.

Tabela 8

Extração da Europa em Relação a Produção Mundial offshore* (milhões de bbl/ano)

Ano	Total EUROPA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total EUROPA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL	Ano	Total EUROPA	%	PRODUÇÃO MUNDIAL
1970	4,4	0,165%	2.662,9	1980	850,2	17%	4.936,1	1990	1.376,4	24%	5.856,3
1971	12,0	0,4%	2.921,7	1981	858,5	17,5%	4.912,6	1991	1.415,8	20,7%	6.839,7
1972	15,8	0,5%	3.168,0	1982	981,1	20%	4.878,0	1992	1.327,1	20%	6.577,2
1973	24,7	1%	3.552,3	1983	1.114,3	23%	4.946,4	1995	1.479,0	21,3%	6.931,6
1974	29,9	1%	3.313,4	1984	1.261,2	23%	5.566,5				
1975	116,5	4%	3.102,8	1985	1.271,7	23%	5.460,5				
1976	270,9	8%	3.450,1	1986	1.192,8	24%	5.019,1				
1977	396,0	10%	4.087,1	1987	1.254,9	24%	5.245,4				
1978	532,5	12,9%	4.122,9	1988	1.204,1	23%	5.264,9				
1979	736,6	16%	4.553,8	1989	1.366,9	24%	5.638,2				

Fonte: BP, API Basic Petroleum Data Book. London, 1996

*Obs.: Produção dos oito maiores produtores Offshore

A Europa apresentou uma das maiores evoluções na área *offshore*. Na década de 70, a presença europeia na área do mar saltou de 4,4 milhões para 736,6 milhões de barris/ano. A participação relativa dessa região aumentou de 0,2% para 16% na oferta mundial *offshore*. Entre 1980 e 1989, a produção europeia apresentou crescimento expressivo, passando de 850,2 milhões para 1.366,90 milhões de barris/ano, elevando a participação relativa no volume de petróleo marítimo de 17% para 24,1%. No período de 1990 a 1995, a produção apresenta um pequeno aumento, passando de 1.376 milhões para 1.479 milhões de barris/ano, mantendo a participação de 19-20% na oferta *offshore* global.

Analisando o crescimento das atividades de produção de petróleo no mar, pode-se dizer que elas têm proporcionado uma espécie de redistribuição geográfica do potencial energético internacional, permitindo a incorporação de novos países produtores, como a Noruega, a Inglaterra e o Brasil. Destacam-se como principais produtores *offshore*, o Oriente Médio, a Ásia, a Europa (principalmente a Noruega e a Inglaterra) e os EUA.

A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA
OFFSHORE MUNDIAL

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

A importância econômica das jazidas submarinas justificou significativos investimentos em sistemas de E&P. Com o crescimento da demanda surgem várias alternativas de produção e amplia-se a capacidade de estimar e/ou adequar os custos das operações de E&P marítimas.

2.3 Investimentos em Sistemas de E&P *Offshore*

A realização das atividades de E&P marítimas envolve a escolha de sistemas tecnológicos existentes, que serão sucintamente comentados nesta seção. Na seleção de projetos de investimento, nas zonas submarinas, toma-se fundamental avaliar a produtividade de uma determinada jazida, bem como seu volume de reservas recuperáveis. No caso, são efetuados trabalhos que permitem a definição da estrutura geológica do reservatório que, por sua vez, facilitam a medição do potencial energético da acumulação. Ademais, esses trabalhos subsidiam a escolha do sistema de produção adequado àquela região. Dessa forma, torna-se imprescindível a realização de um extenso programa exploratório voltado para o reconhecimento da área, identificação das regiões produtoras de óleo e dos diferentes tipos de petróleo gerados no local, da superfície e camadas do solo marinho. Após identificação e mapeamento desses reservatórios, passa-se às operações de instalação dos sistemas de produção.

Na implantação dos sistemas de produção, são consideradas preferencialmente as alternativas tecnológicas comprovadas, particularmente as plataformas fixas, navios e plataformas semi-submersíveis. Ademais, têm surgido novas concepções voltadas para a extração marítima em áreas mais profundas, as quais vêm sendo testadas em nível internacional, ressaltando as plataformas de pernas atirantadas (TLP). (ver anexo 1)

A tabela 9 faz referência aos estudos de viabilidade econômica, que avaliaram o potencial de aplicação dos conceitos de exploração nas principais regiões de produção *offshore*, como o Golfo do México e Mar do Norte. Segundo esses dados, o Mar do Norte tende a sofrer uma sensível elevação dos custos de investimento dos sistemas de produção. Isto se deve às condições ambientais mais rigorosas presentes naquela região, demandando sistemas de produção de grande porte, principalmente para resistir à ação das tempestades, ventos, correntezas, entre outros. No Golfo do México, os reservatórios de petróleo encontram-se situados em águas profundas, é uma região onde as condições ambientais são mais favoráveis do que no Mar do Norte. Vale salientar que os investimentos em cada um desses sistemas envolvem um número enorme de operações marítimas, procedimentos de instalação de plataforma, aquisição de sofisticados equipamentos e componentes submarinos, entre outros, conforme aponta a tabela 9.

TABELA 9
ALTERNATIVAS DE PRODUÇÃO NAS PRINCIPAIS REGIÕES DE PRODUÇÃO *OFFSHORE*
(MILHÕES DE DÓLARES /1986)

Sistemas de Produção	Mar do Norte		Golfo do México	
	LDA	Custo	LDA	Custo
Estrutura fixa	300-350	300	300-450	150-400
TLP	300-350	600	450-600	250-450
Plataforma semi-submersível	300-350	150	450-600	120-140
Navio	Nd	Nd	450-600	80-100

FONTE: LA TOUR *et. alli.* (1986)

A partir dos dados esboçados na tabela acima, pode-se observar que os sistemas com níveis de preços mais competitivos são os navios e as plataformas semi-submersíveis. Vale ressaltar que outra vantagem destes dois sistemas está relacionada ao seu grande potencial e/ou flexibilidade de aplicação, tanto em áreas de menor como de maior profundidade.

Os reservatórios *offshore* podem ser classificados como campos tradicionais, campos em águas profundas e aqueles campos considerados marginais (LEPRINCE, 1986). Os campos tradicionais representam as acumulações situadas em áreas com profundidade inferior a 350-400 metros, denominados de campos em lâminas d'água (LDA) rasas. As jazidas situadas nas regiões onde predominam lâminas d'água superiores a 400 metros também são conhecidas como reservatórios das águas profundas. Chamam-se de campos marginais as reservas com menor volume de petróleo e/ou gás natural, o que não justifica a instalação de sistemas definitivos de produção; e/ou às que estão situadas em locais distantes dos demais reservatórios daquela região, implicando gastos maiores para realizar o desenvolvimento da produção da jazida.

As atividades *offshore* vêm reduzindo significativamente o volume de recursos empregados em projetos de investimento, graças à mudança técnica desenvolvida pelas empresas que atuam na E&P marítima, bem como por aqueles subsetores vinculados a essas atividades e/ou operações. Para que se compreenda a relevância das atividades de E&P em águas profundas é apresentada a dimensão em nível internacional dos reservatórios em grandes profundidades.

2.4 Caracterização dos Campos *Offshore*

Com o avanço da tecnologia de Exploração & Produção, a profundidade dos campos tem sido redefinida continuamente. Há dez anos, qualquer reservatório abaixo de 200 metros de lâmina d'água (LDA) era considerado atividade do *offshore* profundo. O progresso técnico tem permitindo instalar sistemas de produção em áreas cada vez mais profundas, onde se estabelecem novos recordes. Regiões como no Golfo do México, no Brasil e na África têm superado a marca dos 1000 metros de profundidade. Em abril de 1998, novo recorde foi alcançado, 1709 metros, e há previsão de se alcançar 2500 metros no ano 2003.

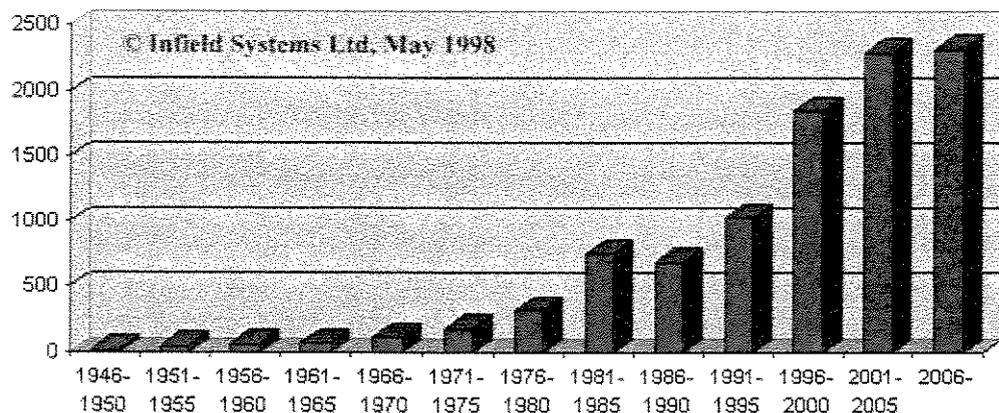
Apesar das diferentes conceituações do *offshore* profundo, adota-se ainda como linha divisória 300 metros de profundidade. Quanto ao desenvolvimento de campos que

ultrapassem 300 metros de LDA, destacam-se, em 1997, regiões como Golfo do México, Noruega e Brasil, atuando em jazidas *offshore*. Em 1997, o Golfo do México desenvolvia pouco mais de 70 campos em águas profundas, enquanto a Noruega detinha 30 campos em profundidades superiores a 300 metros. No campo do Brasil, existem pouco mais de 20 campos sendo desenvolvidos em grandes profundidades (KNIGHT, 1998).

Segundo as estimativas de Knight (1998), os campos em águas profundas apresentam-se como uma das principais tendências das atividades de E&P *offshore*. Um aspecto importante a ser tratado é o rápido crescimento destas atividades nas últimas décadas.

Gráfico 1

Profundidade d'água em Campos Submarinos



Outro aspecto importante, é o dos futuros campos reservatórios em águas profundas, conforme tabela abaixo. As maiores reservas em águas profundas estão principalmente no Brasil, seguido pelo Golfo do México e África Ocidental.

Tabela 10

Principais Reservas em Águas Profundas

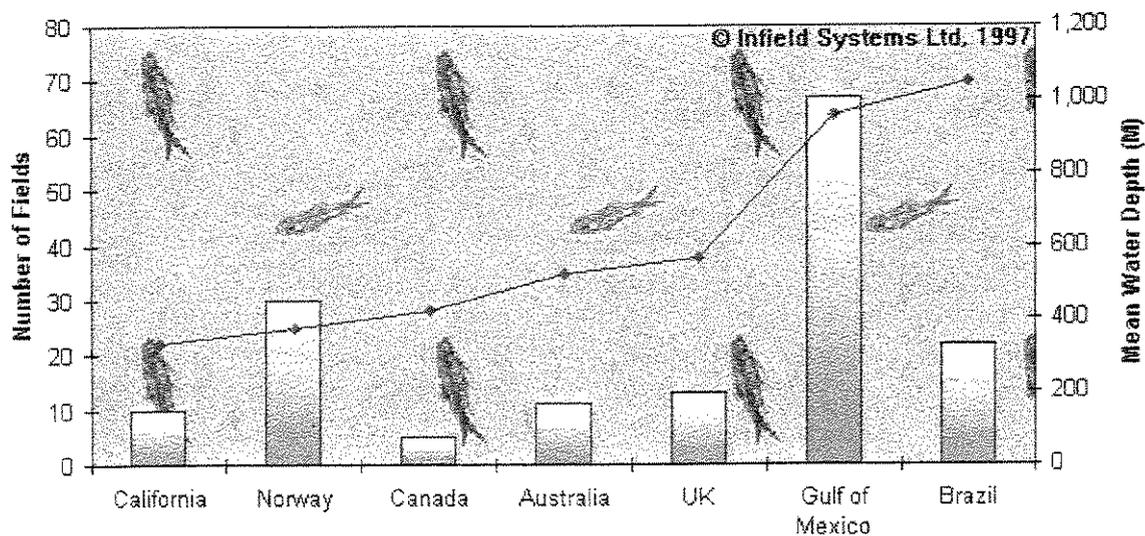
Países/Reservas	Percentual
Brasil	90
Golfo do México	89
W África	45
Noruega	38
Reino Unido	8

Fonte: KNIGHT, 1998

Quanto aos campos de petróleo em desenvolvimento, que estão situados em lâminas d'água (LDA) superior a 300 metros, podem ser encontrados no Golfo do México, Noruega e Brasil. O gráfico 2 ilustra a importância desses campos no cenário mundial.

Gráfico 2

Campos Petrolíferos em Águas Superiores a 300 LDA



A CONSTITUIÇÃO DA INDÚSTRIA
OFFSHORE MUNDIAL

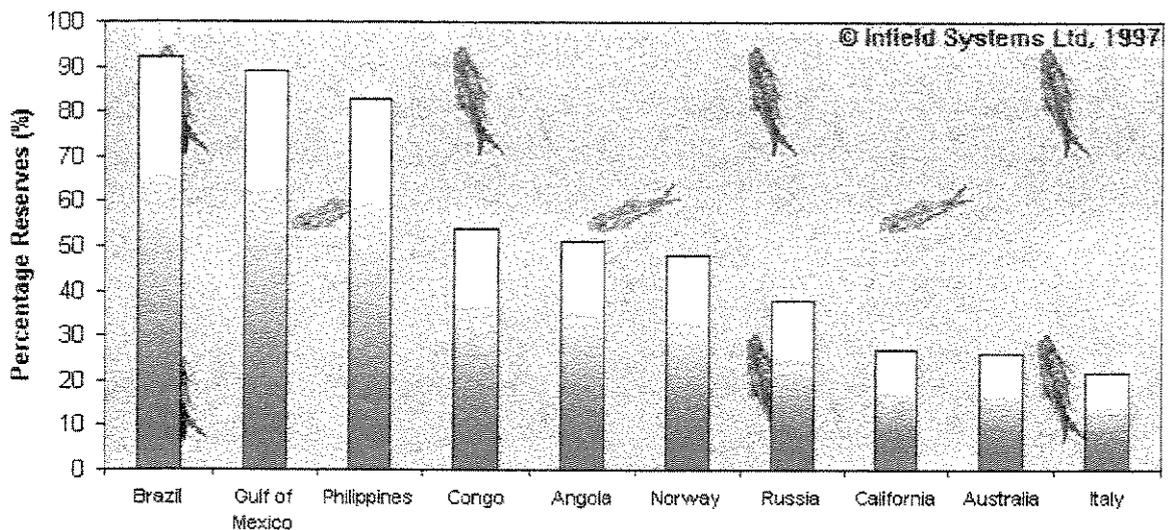
FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Finalmente, vale ressaltar a porcentagem de reservas em regiões superiores a 300 metros de LDA em nível internacional. No caso, as principais jazidas *offshore* profundo encontram-se no Brasil, no Golfo do México e nas Filipinas, onde tais reservatórios apresentam-se como superiores a 80% do potencial destas regiões. Referidos dados podem ser visualizados logo a seguir.

Gráfico 3

Percentual das Reservas dos Campos em Águas Profundas



As operações de E&P *offshore* têm demandado de forma crescente as atividades de P&D. Estas passaram a ser adquiridas de novas formas, inaugurando novos processos de aprendizagem tecnológica, que serão sucintamente analisados a seguir.

2.5 Esforço Tecnológico da Indústria Petrolífera

A elevação do preço internacional do petróleo, de 1973-1985, promoveu uma expressiva renovação das tecnologias das companhias petrolíferas e a busca por novas regiões petrolíferas. As novas províncias de hidrocarbonetos em zonas até então negligenciadas deve-se à falta de competitividade quando estas eram comparadas com as

regiões terrestres tradicionais de produção. No caso, o choque mundial do petróleo aumentou o interesse econômico dessas zonas como do novo petróleo: *offshore* profundo, Ártico, asfáltico, xisto betuminoso, liquefação do carvão, etc. (LA TOUR, 1994)

O crescimento das atividades de E&P, no mar, tem proporcionado o desenvolvimento de conhecimento tecnológico nas várias áreas que envolvem as operações *offshore*, a saber: plataformas semi-submersíveis, perfuração no mar muito profundo, transporte em zonas árticas, conversão de resíduos de destilação, entre outros.

Com o contrachoque internacional dos preços do petróleo, entre 1986 e 1992, ocorrem mudanças no cenário competitivo da indústria petrolífera, principalmente nas atividades *offshore*, em que tornou-se prioridade a redução dos custos de produção dos óleos marítimos. Segundo La Tour (1994), no contexto dos preços do petróleo bruto mais baixos, o objetivo da indústria *offshore* é investir em tecnologias que aumentem a performance da exploração dos reservatórios marítimos (como perfuração horizontal, técnicas sísmicas, etc.) e dos sistemas de produção, como forma de aumentar o retorno do investimento e manter os custos de produção.

As estratégias de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) das companhias petrolíferas, principalmente nas operações de E&P, caracterizam-se pelo desenvolvimento de novas formas de organização. A realização das atividades de P&D em regime de parceria tem permitido uma redução dos custos de produção: novas técnicas *offshore*, sistemas que valorizam as jazidas difíceis ou marginais e as grandes descobertas em mar profundo (LA TOUR, 1994).

Nöel (1997) faz uma interpretação sobre as mudanças estruturais do petróleo na década de 80 e 90. Depois dos anos 80, os efeitos do segundo choque do petróleo têm provocado profundas transformações estruturais importantes nos países da OCDE. Tais países buscam diversificar as fontes de petróleo, reduzindo o peso do petróleo da OPEP. De fato, alguns fatores se fazem presentes, a saber: I) esforços de exploração das companhias

em novas reservas; II) progresso tecnológico e organizacional, o que proporcionou a rentabilidade das novas zonas de produção a custos elevados, principalmente no contexto de preços baixos de óleo cru; III) surgimento de uma nova geração de países produtores fora da OPEP: Angola, Colômbia, Síria, Iêmen, entre outros.

Na opinião desse autor (Nöel, 1997), o fator decisivo da dinâmica petrolífera nos anos 1990 foi a produção fora da OPEP e ex-OPEP, gerando um aumento significativo do volume de hidrocarbonetos, bem como permitiu o aparecimento de novos países produtores. Segundo o autor, o Mar do Norte representa a melhor ilustração do primeiro fato: a produção elevou-se em 1994 a 268 Mt de óleo, contra 183 Mt em 1990, representando 46,4% de aumento em 4 anos (57,3% e 38% respectivamente para Noruega e Grã-Bretanha). Isto explica por que o Mar do Norte é o principal terreno do desenvolvimento e aplicação das novas tecnologias de E&P (sísmica 3D, perfuração horizontal, testes de poços e coleta submarina, controle automatizado e à distância das instalações sobre plataformas, etc.).

Na primeira metade da década de 90, o Mar do Norte chegou a representar 8% do abastecimento mundial de petróleo e gás das reservas provadas oficiais. Além do progresso das tecnologias aplicadas nos novos países produtores, contribuindo para aumentar significativamente seu nível de produção, estes países adotaram igualmente políticas acolhidas pelas firmas transnacionais, beneficiando as tecnologias do saber-fazer (*savoir-faire*) e organizacionais. Assim, certos países inexistentes ou marginais no mercado mundial de petróleo até 1985, assumiram, na década de 90, níveis de produção não tão inexpressivos (como Colômbia, Angola) e/ou mesmo mais modestos (Iêmen e Vietnã) (NÖEL, 1997).

Já Bourgeois (1997) diz que, depois da ruptura do primeiro choque, a prioridade absoluta das companhias ocidentais é a reconstituição de uma parte das reservas, encorajando a nacionalização de certas zonas, notadamente sua base nacional, onde a existência de novas províncias petrolíferas (Alasca, Mar do Norte, Golfo de México) confirmasse nos anos de 1975 a 80. Outro aspecto, destacado por este autor, diz respeito às alianças

estratégicas, relevantes no processo de globalização das firmas, em que se observa um relacionamento através da integração das atividades de P&D com as atividades produtivas provenientes de uma pressão concorrencial, levando as companhias ocidentais líderes a adotarem a melhor tecnologia disponível. As técnicas e as competências necessárias podem observar diferentes tipos de rede mundial, em que interagem os sistemas nacionais de inovação, notadamente as competências específicas desenvolvidas nos países em torno de técnicas particulares por instituições profissionais, departamentos de pesquisa das companhias petrolíferas e das empresas pára-petrolíferas, que estão localizadas no plano mundial, em função dos recursos locais em competências científicas particulares.

Esse autor apresenta, como exemplo, a constituição de redes tecnológicas em torno de um novo dispositivo técnico genérico conhecido como bombeamento polifásico, que será utilizado, *a priori*, em importantes zonas de produção *offshore* (ex. Consórcio Total-IFP-Statoil-Sulzer), bem como para a resolução dos problemas técnicos de exploração de uma nova província petrolífera (ex. *offshore* profundo do Golfo do México através da mega-associação Deepstar no projeto Deepwater Stage Recovery), ou em projetos mais tradicionais de parcerias de risco na delimitação, identificação e exploração de jazidas petrolíferas (BOURGEOIS, 1997).

Appert e La Tour (1997) analisam os esforços tecnológicos, realizados entre 1985-1995, pelas companhias petrolíferas. Segundo estes autores, a redução dos custos operacionais das atividades de E&P permitiu a diversificação das zonas de produção, ampliando a importância dos novos produtores como Iêmen, Brasil, Colômbia, Congo, Camarões, Vietnã, Nova Guiné. O crescimento da produção no Mar do Norte está apoiado no fato de poder realizar-se sobre o maior número de novas jazidas. Entre 1994-1995, 25 novas jazidas entraram em produção na costa britânica (15 poços) e na costa norueguesa (10 poços). As grandes bacias *offshore*, notadamente o Golfo do México e o Mar do Norte, entraram no auge do desenvolvimento com a vantagem do conhecimento geológico e de uma infra-estrutura mais importante (plataformas, oleodutos, terminais, etc.), mas com o inconveniente das descobertas menores.

Segundo esses autores a tendência atual da indústria petrolífera é desenvolver *offshore* profundo, e no Ártico, as tecnologias especialmente conhecidas no mar profundo, são principalmente de sistema flutuante de produção (plataforma semi-submersível e sistema flutuante de produção - FPSO), Spar Buoy (plataforma constituída por tanque) e plataformas tensionadas por tendões (TLP). Na opinião de Appert e La Tour (1997), com estas novas tecnologias, a profundidade da LDA não constitui um obstáculo técnico determinante, mas torna-se elemento crítico na formação dos custos de produção. Assim, em 1994, o campo de Marlim produziu a 1027 m de LDA, enquanto a Shell desenvolve no Golfo do México (Campo de Mensa) em LDA de 1600 metros, que entrou em produção em 1997. As perspectivas do mar profundo parecem mais favoráveis quando existem campos *offshore* gigantes, aparecendo um número crescente de regiões concentradas no Golfo do México, Brasil, Mar do Norte, África. (APPERT e LA TOUR, 1997) (ver anexo 1).

2.6 Comentários Finais

A constituição da complexa indústria petrolífera internacional remonta à segunda metade do século XIX, quando inauguram-se as atividades de produção comercial nos Estados Unidos. Na época, o limitado conhecimento tecnológico exploratório era remanescente de práticas milenares asiáticas.

O começo do século XX foi marcado pelo surgimento das primeiras tecnologias específicas do setor, bem como o aparecimento de uma variada rede de fornecedores de equipamentos e serviços que passaram a trabalhar junto às empresas produtoras de hidrocarbonetos.

As atividades de E&P *offshore* apareceram na última década do século passado, nas proximidades da costa da Califórnia, conduzidas pela Gulf Oil. Passados trinta anos, a descoberta de jazidas importantes na região de Maracaibo deu maior consistência às operações de produção *offshore*. Na década de 30, também foram realizadas atividades pioneiras na região do Golfo do México, marcando o desenvolvimento do primeiro poço marítimo, além de terem favorecido o surgimento de técnicas voltadas à E&P nestas regiões.

A partir da II Guerra Mundial, a produção *offshore* consolidou-se gradativamente, apresentando volumes mais representativos na formação da oferta internacional de petróleo. Todavia, a importância crescente dessas atividades pode ser melhor analisada depois da década de 70, quando o *quantum* da produção de petróleo marítimo representava cerca de 16% do volume produzido em nível internacional.

No intervalo de 1970-1995, a produção *offshore* apresentou crescimento expressivo. Em 1995, a extração marítima apresentava uma participação relativa a 30% da oferta global. Neste intervalo, a taxa de crescimento da produção *offshore* apresentou-se maior em relação à produção terrestre de hidrocarbonetos.

As crescentes atividades de E&P *offshore* podem, em parte, ser justificadas pela elevação dos preços do petróleo, em nível internacional no período 1973-1985 que, por sua vez, tomaram as jazidas marítimas competitivas, e reforçando as atividades de P&D orientadas para estes novos espaços de produção/extração.

A expansão das operações de E&P, nas novas fronteiras petrolíferas tem promovido uma revisão na distribuição geográfica da oferta de petróleo em nível internacional, pois está permitindo uma participação maior de novos produtores, tanto entre os países desenvolvidos (PD), como nos países em desenvolvimento (PED).

Na expansão da E&P *offshore*, inserem-se as novas estratégias da P&D das companhias petrolíferas. Referidas estratégias são fundamentais à expansão das operações marítimas, bem como são um fator redutor dos custos associados ao expressivo volume de empreendimentos no mar. Essas estratégias são profundamente marcadas por novas formas de organização da pesquisa interna das companhias petrolíferas, em que são incentivados esforços em regime de parcerias. Nesses casos, as companhias tanto têm reforçado os processos de aprendizagem tecnológica no nível da firma, como buscando realizar o desenvolvimento, através de formas mais interativas, promovendo maior integração dos SNI, inclusive nas redes de inovação. Pelo que se observa, múltiplos processos de aprendizagem

são desencadeados, mas vêm ganhando mais espaço e prioridades nas estratégias das empresas, a participação nas redes, pois atualmente, parte significativa do novo saber vem sendo desenvolvido, nesses novos arranjos institucionais.

A principal argumentação desta tese é ilustrar como vem se dando essa nova inserção do Brasil, na indústria petrolífera marítima internacional. A experiência recente da PETROBRÁS, nas atividades *offshore*, ilustra a utilização das novas formas de organização da P&D. A estratégia tecnológica da empresa estava ligada à relação estabelecida entre esta e a indústria de bens de capital do país. Ademais, o processo de aprendizagem tecnológica da PETROBRÁS também estava associado ao modo como a empresa interagia com fabricantes locais. A mudança na estratégia tecnológica, a partir da segunda metade da década de 80, principalmente a transformação na forma de se realizar a P&D pela Companhia, afetou diretamente a indústria de bens de capital. Essas transformações serão avaliadas a seguir.

CAPÍTULO 3

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM *OFFSHORE* DA PETROBRÁS

Este capítulo tem como principal objetivo retratar a evolução do processo de aprendizagem tecnológica da PETROBRÁS nas atividades de Exploração & Produção (E&P) no país. Este processo pode ser descrito através de duas etapas, estando a primeira relacionada à nacionalização de equipamentos e a segunda, ao desenvolvimento de soluções técnicas na área *offshore*.

O capítulo encontra-se dividido em três partes. Na primeira, é apresentada a etapa do processo de aprendizagem, inaugurado pela definição e/ou especificação da fabricação de equipamentos utilizados pela empresa petrolífera nacional. A especificação de equipamentos faz parte do processo de domínio tecnológico, portanto, essencial à capacitação da PETROBRÁS. No início, este processo estava associado ao surgimento do setor de equipamentos e serviços de petróleo, primeiro na área *downstream* e, posteriormente, nas atividades *upstream*. A relevância crescente da E&P reflete-se na concentração de investimentos da empresa nessas atividades e pela evolução da produção *offshore* na composição da oferta de petróleo no país.

A segunda parte deste capítulo, destina-se à narrativa da etapa do desenvolvimento tecnológico endógeno da Companhia, relacionado com a evolução do processo de aprendizagem da Companhia nas atividades de E&P marítimas. O processo foi inaugurado no final dos anos 60 e ampliou-se durante as décadas seguintes, elevando a Companhia à posição de uma das mais importantes operadoras marítimas em nível internacional.

A terceira parte será dedicada aos aspectos gerais do processo de aprendizagem da empresa na área *offshore*, concluindo com a importância da estratégia e constituição do programa de capacitação tecnológica.

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM *OFFSHORE* DA PETROBRÁS

3.1 Processo de Aprendizagem em Equipamentos da PETROBRÁS

Para reforçar seu processo de aprendizagem e facilitar o acesso a equipamentos complexos, a PETROBRÁS orientou sua atividade de compras com vistas à consolidação do segmento de bens de capital no setor petrolífero. Ao longo dos anos, a companhia estatal utilizou seu volume de investimentos para fomentar a indústria local em áreas prioritárias; no primeiro momento (1954-1979), na área de refino e transporte e, no segundo momento (a partir de 1980), nas áreas de E&P de hidrocarbonetos. A política industrial e tecnológica adotada pela companhia petrolífera encontra-se descrita na fase de nacionalização de equipamentos da área *downstream* e, na segunda fase, foi reforçada a nacionalização de equipamentos da área *upstream*.

3.1.1 Aprendizagem devido a nacionalização da fabricação de equipamentos *downstream*

A política de nacionalização remonta aos anos 50 e a PETROBRÁS ocupa um papel pioneiro neste processo. Nas palavras de Villela (1984:98):

“... no Brasil é sabido que a PETROBRÁS foi a primeira empresa estatal a se preocupar seriamente com a nacionalização de suas compras de equipamentos e componentes, tendo nesse sentido, estimulado a criação em 1954 da ABDIB (Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base). Paralelamente, foi ela também uma das pioneiras no incentivo ao surgimento do setor nacional de empresas de projeto ou engenharia consultiva e de empresas de montagem industrial. Em termos globais, as compras desta empresa no mercado interno chegaram a 88% em 1982, tendo oscilado em torno de 80% nos anos 1976/80.”

A participação do estado produtor e arquiteto da constituição do setor industrial brasileiro teve importância significativa, até mesmo para organização do mercado de bens de capital local. Nas palavras de Alveal Contreras (1994:128):

“...dado o padrão de industrialização brasileiro, com hegemonia do Estado empresário e dado que as funções econômicas originárias colocaram a PETROBRÁS – como também as outras estruturas do Sistema Produtivo Estatal (SPE) – em relação estrutural e não esporádica como os agentes atores do mercado (público, grandes consumidores, fornecedores e financiadores nacionais e internacionais), seus núcleos dirigentes tinham atentado, muito cedo, para a importância de se criar e cultivar laços privilegiados com os atores da esfera pública e privada. Ademais, essa prática ultrapassara, também desde cedo, o âmbito de trocas de simples caráter econômico. No relativo ao seu meio de intervenção, o ator estatal foi até o limite de orientar a própria organização dos interesses dos empresários, notadamente do empresário local.”

Em seu trabalho, Macedo e Silva (1985) reconstrói o imaginário do período em que se arquitetava do nada à constituição da indústria de petróleo no país, buscando de forma rica reconstituir o papel dos atores envolvidos no processo e de que modo estes conjugavam como vínculo indissolúvel a empresa de petróleo e indústria de bens de capital. Nas palavras do autor:

“... é inegável que após 1930 ganharam força rapidamente as teses de que a indústria pesada brasileira era não só uma possibilidade – desde que agenciada, de alguma forma, pelo estado – como uma necessidade, condição sine qua non da emancipação e de ‘segurança’ nacionais. A disseminação do pensamento coincidiu – para dizer o mínimo – com uma nova inserção de técnicos e militares no aparelho de Estado e com um deslocamento dos locus decisórios do Legislativo para o Executivo central” (MACEDO e SILVA, 1985:37).

A dependência das importações comprometia o cronograma físico de avanço no ritmo dos trabalhos das infantis regiões produtoras de petróleo, como o fato que Macedo e Silva (1985:44) relata, através do depoimento de um técnico sobre os principais problemas encontrados em 1947, *“... este ano, na Bahia, tivemos sondas paradas por falta de pequenos materiais sobressalentes, como, por exemplo, correntes de transmissão, que não há no Brasil, pelo que somos obrigados a importá-las do exterior”*. Outro relato impressionante que ilustra as dificuldades, há mais de quatro décadas, foi obtido por Macedo e Silva (1985:49) junto ao primeiro chefe do escritório de compras da PETROBRÁS e ex-funcionário do antigo CNP, em 1949:

“... a importação era toda feita pela sede do CNP no Rio de Janeiro. Se se perdia um saco de parafusos, era necessário importar de novo, o que tomava mais sessenta, noventa dias. Era necessário fazer o PMS – pedido de material à sede; a especificação do material era difícil, os técnicos não estavam preparados. Era necessário então recorrer aos representantes de empresas estrangeiras.”

As primeiras articulações para montagem de uma indústria de fornecedores de equipamentos e/ou componentes da indústria petrolífera no país aconteceram com as primeiras encomendas realizadas durante a construção de Mataripe (Refinaria Landulpho Alves, na Bahia), que inaugurou a nacionalização de equipamentos de petróleo. Em 1951, o relatório do CNP mencionava a contratação de 24 empresas no país para fornecimento de material e 17 empresas para realizarem serviço de construção. Essas primeiras articulações

foram fundamentais para reforçar vínculos entre o setor de petróleo e a indústria paulista, coincidindo com o surgimento da ABDIB (MACEDO e SILVA, 1985:47-49).

A criação da ABDIB representou um libelo nacionalista, apontando a importância das atividades de compras da PETROBRÁS como indutora da indústria de bens de capital, gerando, neste primeiro esforço, cerca de 20% de nacionalização dos equipamentos instalados na ampliação da refinaria de Mataripe. Considera-se o período de 1953-1965, primeiro momento da nacionalização de equipamentos, profundamente orientada para o setor de refinação, petroquímica e transporte. Neste período, não há registros de um esforço de nacionalização semelhante no setor de exploração e produção (MACEDO e SILVA, 1985: 91 e 150).

A demanda por derivados de petróleo tornava fundamental a ampliação do parque de refino existente no país. Em meio à primeira ampliação da refinaria de Mataripe, na primeira metade de década de 50, já se falava de uma nova ampliação na unidade produtiva, fazendo com que esta passasse a produzir óleos lubrificantes. Nas palavras de Macedo e Silva (1985:216):

“...a PETROBRÁS mantinha a opção pelo aprofundamento da política nacionalizante, instaurou um novo padrão de relacionamento entre clientes e fornecedores de equipamentos, intermediados pela firma de engenharia. A fim de viabilizar o índice de nacionalização pré-fixado a Kellog instalou no Brasil a Companhia Kellog Brasileira – CKB.”

Para aprofundar a política de nacionalização, a PETROBRÁS precisou intervir, várias vezes, solicitando que as empresas estrangeiras, na fase de detalhamento do projeto, fizessem especificações semelhantes às utilizadas pelas empresas nacionais (Macedo e Silva, 1985:221). Neste sentido, o autor constata que a PETROBRÁS interveio da forma que pôde para aumentar a participação das empresas de base nacionais no processo de instalação do parque de refino.

“Sabemos, porém, que a PETROBRÁS não se restringiu a ‘comunicar’ à Kellog a opção de comprar 20% dos equipamentos para Matampria (ampliação da refinaria de Mataripe) no mercado interno (...) a PETROBRÁS acompanhou o trabalho da CKB e o serviço de engenharia (sob as ordens de Barcellos) precisou por vezes dobrar a resistência da Kellog. Infelizmente, os dados obtidos não permitem esclarecer até que ponto esta atuação da PETROBRÁS foi importante ao se definir que equipamentos seriam nacionalizados, e em que condições. Não há dúvidas de que a PETROBRÁS

teve participação ativa. E deve ter transformado seu potencial como compradora de serviços de engenharia num argumento de peso. Até porque, neste período, dificilmente a PETROBRÁS estaria capacitada a sustentar um confronto, no plano estritamente (ou, ao menos, pretensamente) 'técnico' com uma firma de engenharia norte-americana. Neste plano, aliás, a ABDIB estava mais avançada que a PETROBRÁS; foi, por isso, chamada com alguma freqüência a assessorar a empresa estatal" (MACEDO e SILVA, 1985: 228).

Em 1954, era criado o Plano de Organização dos Serviços Básicos da PETROBRÁS que constituiria a estrutura organizacional e/ou unidades administrativas da companhia petrolífera. Fazia parte deste Plano a criação da Assessoria Geral de Materiais (ASMAT), precursora do Serviço de Materiais (SERMAT), órgão responsável pelo fornecimento de materiais para a companhia petrolífera. Naquela época, esta assessoria tinha como principais atividades:

"...elaboração de especificações, padronização, catálogo, classificação, previsão, calendários de compra, mercados, fontes abastecedoras, preços, tendências, entrega, recepção, despacho, embarque, frete, seguros, alfândegas, guarda e armazenamento, almoxarifado, cadastros, registros, estoques, reparos, recuperação, oficinas, articulação com a indústria nacional, avaliação, depreciação, obsolescência" (MACEDO e SILVA, 1985: 229-230).

Durante a conclusão de ampliação de Mataripe, alcançou-se o índice de nacionalização de equipamentos de 25%, superando as expectativas iniciais que estavam no patamar de 20%. Vale ressaltar que vários equipamentos comprados jamais haviam sido fabricados no país até então (MACEDO e SILVA, 1985:232).

Em 1958, iniciavam-se os trabalhos para construção da Refinaria Duque de Caxias (REDUC, Rio de Janeiro), e atingiu-se o índice de nacionalização de 58%, o que demandava da indústria brasileira a utilização de novos materiais e a produção de equipamentos similares aos existentes em Mataripe. Este feito, na opinião do autor, aconteceu por vários fatores associados, a saber: I) papel da ABDIB como articuladora dos fabricantes nacionais, das empresas estrangeiras e das firmas de consultoria com o propósito de melhorar as especificações dos equipamentos; II) investimento das empresas no país em sistemas de controle de qualidade fabril, em massa crítica (cinzenta), nas rotinas de inspeção, nos materiais utilizados; III) aumento do conjunto de fabricantes de grande porte como fornecedores do sistema PETROBRÁS. No mesmo período, a empresa foi autorizada a construir uma fábrica de borracha sintética que utilizaria insumos da REDUC e alcançaria um índice de nacionalização de 67% (MACEDO e SILVA, 1985:243-248).

Algumas afirmações que ratificam a preocupação da PETROBRÁS com a nacionalização foram feitas pelo Brigadeiro Albísio Telles Ribeiro, antigo chefe da Divisão de Nacionalização do SERMAT (órgão que substituiu o ASMAT, em 1965), em 1968:

“...sendo evidente a impossibilidade de colocar nos fabricantes nacionais, de imediato, todas as suas encomendas de materiais e equipamentos até então importados, foi necessário à PETROBRÁS estabelecer um critério cuja aplicação permitisse selecionar aquelas cuja produção no País conduzisse a maiores vantagens. Tal critério, que vem sendo obedecido pela PETROBRÁS desde 1957, visa indicar como prioritários para que sua fabricação seja nacionalizada, os itens: I) cuja importação acarrete apreciáveis dispêndios em divisas; II) cuja falta eventual acarrete prejuízo para as operações; III) cuja importação se torne inviável” (Telles Ribeiro, citado em MACEDO e SILVA, 1985:263).

Vale ressaltar que até os anos 1970, a nacionalização de equipamentos nada mais era do que compras em larga escala junto a empresas que até então operavam com padrões tecnológicos sensivelmente inferiores àqueles próprios da indústria do petróleo (apesar de serem os principais produtores nacionais de bens de capital). Realizar encomendas pioneiras significava assumir o risco de enfrentar atrasos e problemas de fabricação; significa, possivelmente, pagar mais caro pelo equipamento nacional do que se pagaria pelo produto importado (MACEDO e SILVA, 1985: 269).

As tentativas ousadas de nacionalização foram consideradas infelizes e sem alcance do objetivo proposto, segundo o Brigadeiro Telles Ribeiro:

“...apesar dos cuidados com que foram procedidos os estudos para essas nacionalizações forçoso é reconhecer que em alguns casos o sucesso pode ser qualificado como discutível e em outros o insucesso foi evidente. Entre estes últimos, citaremos somente para referências: uma fabricação de árvore de natal classificada como similar às que a PETROBRÁS pretendia importar, a qual, desde 1960, ocasionou prejuízos ao fabricante e à PETROBRÁS em montante muito superior ao valor da referida encomenda; uma tentativa de fabricação de turbinas a vapor de pequena potência por um fabricante que pretendia acabar de se preparar após o recebimento da encomenda. O fabricante cerrou as portas da sua fábrica antes de acabar de se preparar para atender a encomenda; encomendas pioneiras de corrente de tipo API para acionamento de equipamentos de perfuração, que embora renovadas durante dois anos no mesmo fabricante, não atingiram a qualidade indispensável para poderem substituir o produto importado. Uma fabricação pioneira de válvula de controle confiada a uma subsidiária brasileira do próprio fabricante no exterior, que ocasionou tal prejuízo à subsidiária que esta encerrou sua atividade nesse ramo, embora a colaboração dos órgãos da PETROBRÁS interessados tivessem conseguido evitar prejuízo total” (Telles Ribeiro, citado em MACEDO e SILVA, 1985:274).

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM OFFSHORE DA PETROBRÁS

Nas palavras de Macedo e Silva (1985:275)

“...embora este texto seja de 1968, acredito que descreva também a situação do período abrangido por este estudo. Não é inequívoco, como veremos mais adiante, que a PETROBRÁS tenha pago invariavelmente preços superiores aos de similares importados. Não há dúvidas que a empresa tolerava diferenciais de preço”.

Apesar da preferência da estatal por equipamentos brasileiros, existiam alguns limites de tolerância, segundo Macedo e Silva (1985:276) ao citar entrevista com Coronel Janary Nunes, *“a PETROBRÁS naturalmente forçava a equiparação dos preços, porque a tendência natural do técnico é importar. Para substituir a importação tinha que haver estudos, interferência para que os preços fossem razoáveis”.*

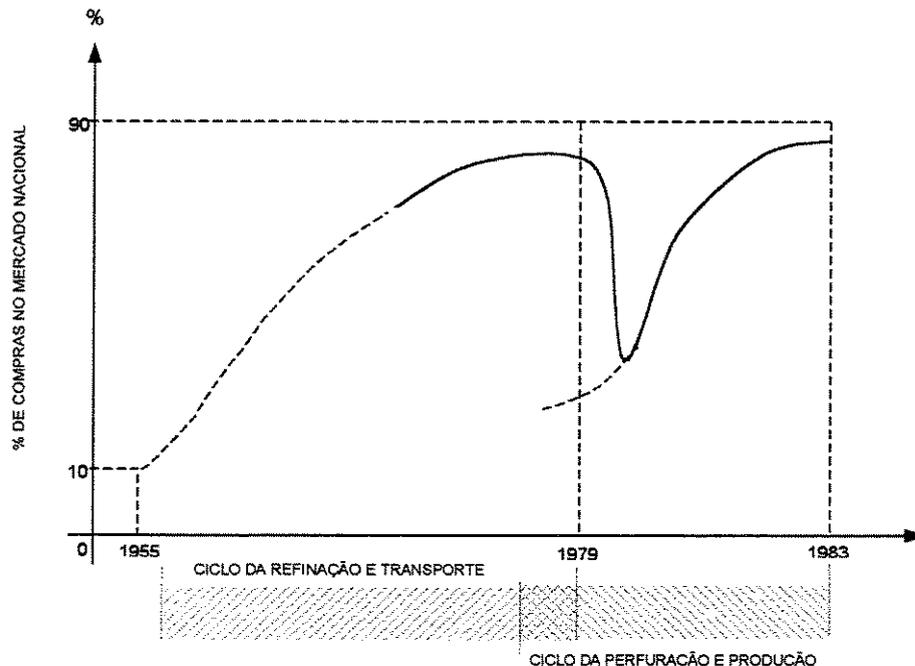
Além da intenção em nacionalizar a indústria, buscou-se regular o mercado de fornecedores:

“...na distribuição de encomendas, a PETROBRÁS tem adotado critérios de examinar a capacidade de produção de cada indústria, evitando monopólio de marcas e a preferência por fabricante (...) O problema de equipamentos para a E&P é merecedor de uma pesquisa (...) Um deles chega a afirmar que havia na realidade duas PETROBRÁS: a do setor industrial, nacionalizante, e a do setor do extrativo, acostumada ao equipamento norte-americano. Dizem alguns que a nacionalização poderia ter avançado mais rapidamente no setor extrativo, enquanto outros argumentam que os equipamentos desse setor são ainda mais complexos que os utilizados no refino e no transporte” (MACEDO e SILVA, 1985:283 e 286).

Em pouco mais de três décadas, a Companhia constatou que o esforço, inaugurado pela política de substituição de importações de bens de capital para a indústria petrolífera, com a nacionalização de equipamentos nas atividades *downstream*, alcançou um índice de 90,9%. A evolução do processo de substituição de importações de bens de capital pela PETROBRÁS pode ser observado no gráfico 4.

Gráfico 4

EVOLUÇÃO DA SUBSTITUIÇÃO DE IMPORTAÇÃO DE BENS DE CAPITAL PELA PETROBRÁS



Fonte: Guimarães, Oswaldo, in CONFIC/CEPED. 1984

Analisando o processo de substituição de importação de bens de capital nas atividades *downstream* e os investimentos anuais da companhia, pode-se tecer algumas considerações. Até o segundo choque dos preços internacionais do petróleo (1979), essas atividades absorviam a maior parte dos investimentos da PETROBRÁS, favorecendo o processo de aprendizagem tecnológica na operação e definição de plantas de refinação.

No final da década de 70, as atividades de exploração confirmavam grandes reservatórios de petróleo em regiões marítimas, o que proporcionou a reorientação das atividades de E&P, deslocando-se das áreas terrestres para o mar. A Companhia buscará consolidar o processo de aprendizagem ligado aos equipamentos dos sistemas de produção *offshore*.

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM OFFSHORE DA PETROBRÁS

3.1.2 *Aprendizagem devido a nacionalização da fabricação de equipamentos Upstream*

No período de 1954 a 1983, a tecnologia de equipamentos de perfuração do setor petrolífero é internacionalizada e apresenta significativo grau de monopólio, concentrado nas seguintes atividades: I) empresas de serviço especializado; II) fabricantes de equipamentos de exploração e produção de petróleo; III) empresas de serviços técnicos.

Neves (1986) analisou a indústria de equipamentos de perfuração no Brasil, descrevendo a trajetória da PETROBRÁS na política de exploração de petróleo no país e seu padrão de relacionamento com as empresas nacionais e estrangeiras no processo de nacionalização de equipamentos. A autora analisou dados do final da década de 70, que constata a elevada concentração de fabricantes externos nos equipamentos e serviços de perfuração no setor petrolífero.

As principais fornecedores de equipamentos para perfuração, para poços e para segurança utilizados nas atividades petrolíferas apresentam participação concentrada das empresas Baker Int., seguida pela Hughes Tool, Schlumberger e Dresser Ind. Quanto à prestação de serviços técnicos especializados, a concentração é maior, basicamente entre Schlumberger e Halliburton, seguida por Dresser Ind. e Hughes Tool.

Segundo Neves (1986), desde os anos 60 existem algumas iniciativas em direção à nacionalização de equipamentos de perfuração, o que ratifica a pesquisa realizada por Macedo e Silva (1985). Todavia, tais ações se apresentam maiores, somente a partir do segundo choque do petróleo, em que se evidenciou um esforço da PETROBRÁS e da indústria nacional nesta área. Nas palavras da autora (NEVES, 1986:31):

“...a partir do segundo choque do petróleo em 1979 que se verificou um esforço concentrado da PETROBRÁS e um nítido interesse da indústria nacional para internalizar a produção dos equipamentos de perfuração mais sofisticados tecnologicamente e de maior custo. Obteve-se, com a encomenda de 14 sondas terrestres à indústria nacional em 1981, um elevado índice de nacionalização das sondas, 80% para as de 2000 ms, 75% para sondas de até 4000 ms e 78% para sondas de até 6000 ms.”

Nesse primeiro momento a presença de fornecedores de equipamentos na área *offshore* não foi substancial, apesar de terem sido integralmente fabricados com a construção de estruturas marítimas de perfuração e produção de petróleo, ocorrendo os primeiros esforços para o desenvolvimento local de tecnologia para construção de plataformas de produção para águas profundas (áreas superiores a 500 metros de profundidade). Com relação à nacionalização de equipamentos *offshore*, a autora descreve o processo de encomenda no país:

“...pela especificidade e complexidade estes equipamentos só começaram a ser produzidos no Brasil a partir da encomenda, pela PETROBRÁS à indústria nacional, de 14 sondas completas em 1981. Todos estes equipamentos são fabricados com know-how externo, pelas três empresas nacionais fornecedoras das sondas, associadas com empresas estrangeiras. São elas: Wirth Latina S/A/Wirth Maschinen (empresa alemã); Equipetrol S/A/ National Supply Company (empresa americana) e Equipamentos Villares S.A./Oilwell Supply Co. Internacional Inc. (empresa americana)” (NEVES, 1986:31-32).

Em sua pesquisa, a autora avaliou, na época, 16 empresas nacionais das 23 identificadas como fornecedores de equipamentos, correspondendo a 70% do total. Entre várias características apresenta-se a alta diversificação destas empresas, em parte apontada como alternativa pelo ganho obtido pela especialização de equipamentos de perfuração e, em outra parte, condição de sobrevivência das empresas devido a fortes flutuações na demanda nacional por equipamentos de perfuração (NEVES, 1986:39).

A maioria das empresas entrevistadas por essa autora tece comentários sobre o suporte proporcionado pela PETROBRÁS no processo de nacionalização de equipamentos, que atingiu cerca de 81% das empresas pertencentes à amostra, acontecendo em dois níveis: I) apoio financeiro que, muitas vezes, acontecia pelo adiantamento de parte do valor total da compra do equipamento; II) assessoria técnica durante o ciclo de produção do equipamento. Este suporte técnico fabril envolvia visitas sistemáticas dos técnicos da PETROBRÁS à empresa fabricante, acompanhando o processo de produção, além dos estudos em amostras, da realização de testes em campo e da especificação pormenorizada do material que seria utilizado na fabricação. Este apoio conferido pela PETROBRÁS às empresas fabricantes de equipamentos era também estendido às firmas estrangeiras (NEVES, 1986:45 e 59).

Até o início da década de 60, mais de 90% dos equipamentos de perfuração e de produção eram importados, e a grande maioria era de procedência americana. Nos anos 60, ocorre uma reorganização no setor de compras da empresa visando aumentar a capacidade de planejamento de longo prazo da empresa. Assim, seria possível consultar, previamente, as empresas nacionais sobre seu interesse e a possibilidade de produção dos equipamentos, dando-lhes tempo para adequarem sua estrutura produtiva a fim de poderem ofertar novos equipamentos. Outra ação da área de compras da empresa pública, nesta época, diz respeito à criação da Comissão de Articulação com a Indústria Nacional (COMIN), órgão que trabalharia junto ao Escritório Central de Compras (ESCOM) e à Assessoria de Material (ASMAT). A principal missão do COMIN era promover maior intercâmbio entre a PETROBRÁS e a indústria nacional (NEVES, 1986:67 e 69).

As principais dificuldades, entre 1954 e 1973, encontradas apesar do apoio dado pela PETROBRÁS à indústria nacional, são: I) não cumprimento dos prazos de entrega estabelecidos, o que provocava enormes prejuízos pois encarecia o custo do petróleo extraído; II) restrições quanto ao nível de qualidade exigida para o equipamento e a falta de assistência técnica do fabricante. Segundo Neves (1986:76-77), a estatal selecionava e qualificava alguns fornecedores avaliando, segundo critérios mensuráveis, a saber: I) padrão dos sistemas de recebimento, controle de qualidade e estocagem da matéria prima (17%); II) capacidade instalada para produção atual e futura (17%); III) análise da capacidade técnica-fábrica (licenças, tradição de sua assistência técnica, qualificação, treinamento, supervisão de pessoal, planejamento da produção, processos, Pesquisa & Desenvolvimento, manutenção e segurança industrial (41%); IV) considerações gerais sobre o desempenho da empresa (25%).

A política de investimentos da PETROBRÁS mudou gradualmente a partir de 1973, com o primeiro choque do petróleo, quando os investimentos em exploração cresceram. Os investimentos em refinação continuaram elevando-se e sua participação total passou de 25,35% em 1973 para 38,4% em 1974, mantendo-se mais ou menos neste nível até 1976,

começando a decrescer a partir de 1977 (22,3%). A exploração de petróleo cresceu em direção à plataforma continental. Em 1970, havia 20 sondas perfurando em terra e 5 sondas no mar; em 1973, esta diferença cai, pois estavam sendo utilizadas 16 sondas marítimas e 30 terrestres (NEVES, 1986:84-85).

No período de 1973 a 1979, embora as indústrias nacionais de equipamentos não tivessem sido as maiores beneficiadas da intensificação das atividades de exploração de petróleo no mar, houve uma crescente participação das empresas nacionais de engenharia na construção de plataformas de perfuração e produção de petróleo. Em 1974, a PETROBRÁS encomendou três plataformas de concreto ao consórcio Mendes Junior/Campenon Bernard (firma francesa). Em 1976, seguiram os contratos com a Verolme (plataforma auto-elevatória) e, em 1977, com A. Araújo Engenharia e Montagens; Prontoferro S.A Ind. e Com.; Estaleiro Ebin, e consórcio Montreal Engenharia S.A e Micoperi S.A (empresa italiana). As empresas nacionais envolvidas na construção dessas estruturas foram absorvendo a tecnologia de construção, inclusive contribuíram para o desenvolvimento do corpo técnico da estatal. Paralelamente, também, houve um esforço da PETROBRÁS para promover a capacitação técnica em estruturas marítimas fixas, firmando contrato com a Companhia Brasileira de Projetos Industriais (COBRAPI), em 1975, e COPPE/UFRJ em 1979 (NEVES, 1986:86).

Durante a segunda metade da década de 70, dois fatores contribuiriam para o fortalecimento da política de nacionalização de equipamentos na área de perfuração, a saber: I) o agravamento dos desequilíbrios no balanço de pagamentos e II) os resultados positivos obtidos pela prospecção no mar provocaram uma intensificação crescente da Exploração & Produção de petróleo *offshore*. Em 1976 e 1977, foram dadas facilidades especiais para importação de equipamentos de pesquisa e produção de petróleo, colocando, em segundo plano, inclusive, a Lei do Similar Nacional; estimulou-se a construção de plataformas por parte das empresas nacionais, associada ao desenvolvimento tecnológico de equipamentos de produção de petróleo (NEVES, 1986:87).

Entre 1980 e 1983, os investimentos da PETROBRÁS ilustram a priorização conferida às atividades de Exploração & Produção de petróleo. Vale ressaltar que, nesta época elevaram-se substancialmente não apenas os investimentos em E&P, como também sua participação no investimento total da empresa. Como consequência, elevou-se a demanda por equipamentos e plataformas marítimas.

“... Em 1980 foram encomendadas 11 plataformas: sete plataformas de produção e à Araújo S.A. e Ecex (Engenharia e Construção de Obras Especiais), duas plataformas de perfuração auto-elevatórias (tipo Jack-up) à Verolme (PETROBRÁS VII) e Ishibrás (PETROBRÁS VIII) e a plataforma de Pampo ao consórcio Mendes Junior S.A., Ultratec Engenharia S.A., C.J.B. Offshore Limited (inglesa) e Hecrema Marine Contractors (norte-americana) (NEVES, 1986:94)”.

A política de investimentos da estatal, no período de 1980 a 1983, apresentou um nítido crescimento do dispêndio em E&P, elevando sua participação nos investimentos totais. Enquanto em 1979, eles correspondiam a 54,4% do total, em 1981 já representavam 83,2% e, em 1983, decresceu um pouco sua participação, atingindo 76,2%. Segundo a autora, os resultados alcançados pela nacionalização de equipamentos de perfuração de petróleo no período de 1954 a 1983, foram muito bons, especialmente no que diz respeito aos equipamentos de perfuração terrestres e às estruturas marítimas de perfuração (Neves, 1986:106). Na primeira metade da década de 70, o índice de sondas de perfuração terrestre, produzidas no país, foi superior a 75%, enquanto a construção de estruturas de perfuração e produção no mar atingiu 100% na nacionalização. Todavia, os equipamentos de perfuração no mar ainda eram, em grande medida, importados, devido à maior complexidade tecnológica (aspectos relacionados com peso e tamanho e/ou dimensões dos aparelhos), que ainda não tinha sido alcançada pelas empresas nacionais.

Apesar da fabricação local, segundo Neves (1986), a utilização de tecnologia externa é predominante na indústria de equipamentos de perfuração de petróleo no Brasil, principalmente em relação aos equipamentos que demandam maior complexidade técnica. O desenvolvimento tecnológico alcançado pelas empresas nacionais do setor é bastante limitado e isso pode ser atribuído a uma série de elementos, dos quais destacaram-se na época: I) o elevado custo de geração dessas tecnologias e II) fortes oscilações na demanda

dos equipamentos de perfuração da PETROBRÁS, que levariam as empresas a hesitar em realizar investimento P&D nesta área.

É necessário reconhecer que, se em alguns momentos, a PETROBRÁS adotou uma política objetiva e efetiva de nacionalização de equipamentos de perfuração, através, tanto da organização do setor de compras com a definição de prioridades e cadastramento de fornecedores, quanto através de uma maior relação com a indústria nacional, em outros momentos constatou-se uma indefinição nos objetivos da empresa com relação à atividade e aos equipamentos de perfuração e à falta de planejamento, a mais longo prazo, no setor de compras. Por isso, o processo de nacionalização de equipamentos de perfuração foi muitas vezes retardado, impedindo não só o maior envolvimento dos fabricantes nacionais com o setor, como também uma aceleração da internacionalização da produção desses equipamentos. A concentração de esforços da PETROBRÁS para a nacionalização de equipamentos esteve muitas vezes associada às dificuldades conjunturais para a importação dos equipamentos, como demonstram as mudanças na política da empresa para o setor de perfuração no início da década de 60, e mais recentemente, no começo dos anos 1980. Em consequência, durante a década de 80, verificam-se êxitos importantes na nacionalização de equipamentos.

Matesco e Dahab (1990:336) analisaram as principais iniciativas da companhia petrolífera no processo de nacionalização da fabricação de equipamentos. Na opinião destes autores, o volume de compras da PETROBRÁS, gradualmente, conseguiu adequar a oferta das empresas locais, mas estas ações não vieram acompanhadas por um investimento em atividades em P&D, ocasionando uma forte dependência tecnológica das empresas que licenciaram o conhecimento, restringindo a capacidade de aperfeiçoamento dos produtos e processos importados. A capacitação tecnológica dos fornecedores em sistemas de controle de qualidade, objeto do trabalho destes autores, mostrou que foi alcançado um processo "imitativo", mas sem possibilidade de desenvolvimento tecnológico próprio. Em todo caso, os produtores de bens de capital locais conseguiram diminuir a defasagem dos equipamentos fabricados no país em relação à fronteira internacional.

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM *OFFSHORE* DA PETROBRÁS

Em fins da década de 70, a PETROBRÁS inicia um ciclo de investimentos, principalmente nas atividades de Exploração & Produção submarina, tendo em vista o segundo choque dos preços internacionais do petróleo. Neste momento, a estatal constata o sucesso parcial da sua política assistemática de compra de produtos no mercado nacional, partindo para uma política de nacionalização que se propõe a ser mais articulada com os setores produtivos locais. A proposição de um programa de nacionalização mais eficaz, na opinião dos técnicos da companhia, precisava atingir três objetivos: I) processo de substituição de importação de matéria-prima, peças e componentes técnicos sofisticados; II) incentivo às atividades de P&D nas empresas nacionais; III) adoção de políticas que permitissem a racionalização do mercado interno, promovendo as empresas eficientes, pois o protecionismo possibilitou o credenciamento de várias no mercado (MATESCO e DAHAB, 1990:338).

Analisando as três metas pretendidas pela política de nacionalização de equipamentos da PETROBRÁS, destaca-se a segunda pelo seu potencial para capacitar tecnologicamente as empresas nacionais, promovendo um maior estreitamento da relação existente entre o Centro de Pesquisa (CENPES) e o Serviço de Compra de Materiais (SERMAT) da empresa. As iniciativas da companhia na década de 80 encontram-se refletidas na opinião de Dahab e Matesco (1990:338):

“...em 1985, a PETROBRÁS constata que se a capacitação tecnológica da indústria nacional aumentou substancialmente com essas medidas, efetivamente consolidando a produção de equipamentos não-tradicionais, tais como, plataformas submarinas semelhantes aos padrões internacionais, a dinâmica tecnológica do setor exigiria medidas drásticas na racionalização do mercado interno e um programa mais intensivo em P&D.”

Na segunda metade dos anos 80, a Companhia inaugurou um esforço tecnológico com vistas ao aproveitamento das jazidas gigantes em águas profundas. Tal iniciativa seria realizada buscando o maior domínio técnico do mercado nacional em equipamentos *upstream*. Ademais, a PETROBRÁS pretendia realizar este esforço com participação de agentes nacionais e estrangeiros (indústrias de bens de capital, universidades, empresas petrolíferas, firmas de engenharia, etc.). Referida postura, em um certo sentido, dividia a

empresa, pois alguns segmentos consideravam comprometedor realizar tais esforços associados com agentes externos. Nas palavras de Matesco e Dahab (1990: 338):

“...o PROCAP (Plano de Capacitação em Águas Profundas – 1986) indica uma tendência da empresa em capacitar o mercado doméstico, incluindo um esforço conjunto com o capital estrangeiro, através de uma política de joint-venture, e um menor protecionismo na política de credenciamento. Estas tendências, no entanto, ainda encontram forte resistência por parte do corpo técnico, onde se argumenta que ambas as políticas vão ao encontro do espírito nacionalista da empresa.”

Um aspecto crítico importante, que deve ser ressaltado, trata da limitação do processo de transferência tecnológica adotado pela Companhia, para capacitar as empresas nacionais, além da imitação do conhecimento licenciado. A PETROBRÁS pretendia utilizar na área *upstream* o mesmo receituário da política de compras empregado na área *downstream* que, por sua vez, não atingiu resultados muito diferentes aos que foram observados na área de refino. Ao perceber, então, que seria necessário aumentar o conteúdo tecnológico dos equipamentos, para fazer face aos desafios das águas profundas, a Companhia lançou-se em novas estratégias de capacitação, envolvendo-se mais no processo de geração de conhecimento e acentuando suas parcerias.

Nesse sentido, a década de 80 vai inaugurar uma nova fase na PETROBRÁS, caracterizada pela busca do desenvolvimento tecnológico endógeno na área de E&P *offshore*. Tal mudança terá suporte na reorientação dos investimentos da Companhia nas atividades de produção. Na próxima parte, será apresentada a evolução do volume de investimentos *upstream*, aspecto este que reforça a aprendizagem *offshore*.

3.1.3 *Evolução da participação das atividades upstream no conjunto de investimentos da PETROBRÁS*

Nesta parte do capítulo, passa-se à análise da evolução dos investimentos da companhia estatal, no período de 1970 até 1997. Durante a década de 70, os investimentos da PETROBRÁS sofreram um crescimento significativo, em termos reais, passando de US\$ 1.393 milhões em 1970 para US\$ 3.767 milhões em 1979. Em 1980, apesar de os investimentos terem chegado a US\$ 3.711 milhões, em 1989 ficaram no patamar de

US\$ 2.200 milhões. As oscilações pode, em parte, ser explicada pelo arrocho tarifário observado nesta década (80) e o contrachoque do preço internacional do petróleo. Apesar da redução no volume de investimentos da estatal, observou-se um aumento da participação das atividades de E&P.

Na década de 90, o crescimento no investimento apresenta oscilações positivas: o volume de recursos em 1990 atingiu US\$ 2.118 milhões, e, em 1997, alcançou o patamar de US\$ 3.012 milhões.

Analisando os investimentos de Exploração & Produção, em 1970, estes alcançavam US\$ 541 milhões e apresentaram elevação significativa a partir de 1976, pouco depois do primeiro choque do petróleo, quando os gastos em E&P passaram para US\$ 1,426 bilhões. Em 1970, as atividades de E&P representavam 38,8% do volume total de investimentos realizados pela PETROBRÁS, declinando, a partir de 1975, até atingir o patamar de 29,5%. A partir de 1976, houve uma expressiva recuperação dos investimentos em E&P na Companhia quando estes alcançaram 37,9%.

Durante a segunda metade da década de 70 e toda década de 80, os investimentos em E&P alcançaram seus maiores valores reais. Entre os anos de 1982 e 1983, alcançaram o patamar de US\$ 6,187-5,425 bilhões, tendo participação de 89,6% - 89% do volume total de recursos. Na segunda metade da década passada, os investimentos em E&P declinaram, terminando o período com US\$ 1,377 bilhão, o que representava 62,6% dos recursos da Companhia. Ao longo da década de 90, o volume de investimentos oscilou pouco, sendo que em 1990 atingiu US\$ 1,779 bilhão e em 1997 foram gastos US\$ 1,838 bilhões, o que significou 84% e 61%, respectivamente, do volume total investido pela companhia. A descoberta de jazidas gigantes *offshore* coincidiu com este significativo aumento do volume de investimentos nas atividades de E&P. De fato, observa-se uma profunda reorientação da Companhia para as áreas de E&P e em operações marítimas. Este fato pode ser considerado um *divisor de águas* para as atividades da empresa, que, nas duas décadas e

meia, havia tido muitas dificuldades em descobrir reservatórios de hidrocarbonetos no país e, conseqüentemente, havia se especializado em atividades *downstream* (transporte, refino e comercialização) de óleo cru. A partir da década de 80, as operações *upstream* tornaram-se estratégicas para a Companhia, argumento reforçado pela política de investimentos e pelo processo de aprendizagem tecnológica.

TABELA 11
 INVESTIMENTOS ANUAIS DA PETROBRÁS DE 1970 - 1997
 (US\$/julho/1994)

Ano	Investimento Total	Investimento E&P	Investimento %
1970-1997	US\$ Milhões	US\$ Milhões	E&P
1970	1.393	541	38,8
1971	1.818	452	24,9
1972	1.762	552	31,3
1973	1.953	642	32,9
1974	2.871	855	29,8
1975	3.924	1.157	29,5
1976	3.767	1.426	37,9
1977	3.756	1.605	42,7
1978	3.801	2.031	53,4
1979	3.767	2.266	60,2
1980	3.711	2.804	75,6
1981	4.944	4.428	89,6
1982	6.949	6.187	89,0
1983	5.874	5.425	92,4
1984	3.779	3.555	94,1
1985	3.958	3.543	89,5
1986	4.249	3.711	87,3
1987	4.652	3.723	80,0
1988	3.437	2.301	66,9
1989	2.200	1.377	62,6
1990	2.118	1.779	84,0
1991	2.157	1.570	72,8
1992	2.351	1.639	69,7
1993	2.165	1.560	72,1
1994	2.290	1.562	68,2
1995	3.046	1.681	55,2
1996	3.082	1.726	56,0
1997	3.012	1.838	61,0

Fonte: CENPES/PETROBRÁS, 1998

A análise da tabela anterior pode-se tecer uma consideração importante sobre o comportamento dos investimentos em E&P da PETROBRÁS, durante quase três décadas (período de 1970 até 1997). A partir de 1978, a participação relativa dos gastos destinados às operações E&P aumentou e passou a ter maior prioridade no montante gasto pela empresa em termos de investimento. O aproveitamento das jazidas marítimas foi fundamental para o aumento da oferta interna de hidrocarbonetos.

Apesar dos investimentos da empresa terem se reduzido na década de 90, *vis à vis* com a década de 80, as atividades E&P mantiveram participação relativa, elevada, no volume de investimento total. Paradoxalmente, a consolidação do processo de aprendizagem *offshore* ampliou-se na empresa, fazendo com que houvesse um aumento da participação dos reservatórios marítimos e um crescimento da oferta de petróleo no país, acentuando esses recursos em sistemas marítimos de produção.

Já na tabela 12 pode-se observar a evolução da produção de hidrocarbonetos no país. Em 1954, a PETROBRÁS realizou suas primeiras operações *offshore*. A participação da produção marítima começou a ganhar expressão em 1974, quando esta passou a responder por 14% da oferta local de petróleo. A grande virada da extração submarina se dará em 1982, quando esta passou a representar 54% do total produzido no país. A partir da década de 80, a produção *offshore* cresceu rapidamente, até chegar a responder por mais de 78% do volume de óleo cru produzido no Brasil.

Tabela 12

Evolução da Produção do Brasil (Média anual de Barris)

Ano	Terra	%	Mar	%	Total
1950	338.699	100%	Nd	0%	338.699
1951	690.758	100%	Nd	0%	690.758
1952	750.235	100%	Nd	0%	750.235
1953	915.770	100%	Nd	0%	915.770
1954	992.247	88%	138.376	12%	1.130.623
1955	1.997.532	98%	44.324	2%	2.041.856
1956	3.964.888	98%	93.724	2%	4.058.612
1957	9.824.925	97%	282.915	3%	10.107.840
1958	18.462.273	98%	460.904	2%	18.923.177
1959	23.099.429	98%	503.373	2%	23.602.802
1960	28.416.977	96%	1.196.672	4%	29.613.649
1961	32.821.755	94%	1.992.245	6%	34.814.000
1962	30.773.350	92%	2.641.647	8%	33.414.997
1963	32.795.199	92%	2.930.185	8%	35.725.384
1964	30.763.902	92%	2.548.325	8%	33.312.227
1965	31.704.617	92%	2.639.879	8%	34.344.496
1966	38.999.653	92%	3.449.508	8%	42.449.161
1967	48.866.129	91%	4.652.835	9%	53.518.964
1968	55.094.572	94%	3.690.188	6%	58.784.760
1969	59.898.948	95%	3.141.975	5%	63.040.923
1970	56.993.828	95%	2.972.629	5%	59.966.457
1971	58.299.515	94%	3.944.315	6%	62.243.830
1972	57.619.122	94%	3.465.560	6%	61.084.682
1973	57.153.444	92%	4.965.590	8%	62.119.034
1974	55.810.710	86%	8.941.441	14%	64.752.151

continuação

Tabela 12

Evolução da Produção do Brasil (Média anual de Barris)

Ano	Terra	%	Mar	%	Total
1975	52.697.240	84%	10.067.919	16%	62.765.159
1976	49.124.489	80%	11.901.295	20%	61.025.784
1977	44.677.953	76%	14.010.454	24%	58.688.407
1978	42.710.994	73%	15.814.627	27%	58.525.621
1979	39.667.825	66%	20.763.158	34%	60.430.983
1980	39.099.479	59%	27.335.911	41%	66.435.390
1981	41.341.969	53%	36.553.456	47%	77.895.425
1982	43.345.433	46%	51.503.593	54%	94.849.026
1983	48.468.916	40%	71.921.882	60%	120.390.798
1984	54.245.632	32%	114.564.046	68%	168.809.678
1985	56.427.312	28%	143.018.491	72%	199.445.803
1986	60.594.424	29%	148.229.408	71%	208.823.832
1987	61.581.740	30%	144.906.205	70%	206.487.945
1988	65.516.337	32%	137.249.562	68%	202.765.899
1989	70.882.926	33%	146.385.088	67%	217.268.014
1990	68.517.754	30%	161.616.260	70%	230.134.014
1991	64.988.547	29%	162.364.614	71%	227.353.161
1992	67.383.187	29%	161.631.676	71%	229.014.863
1993	65.511.493	28%	168.166.100	72%	233.677.593
1994	64.443.913	27%	178.271.091	73%	242.715.004
1995	64.731.464	26%	186.976.778	74%	251.708.242
1996	71.227.627	25%	214.361.378	75%	285.589.005
1997	71.641.489	23%	234.340.362	77%	305.981.851
1998	63.319.813	22%	224.225.445	78%	287.545.258

Fonte: PETROBRÁS, CENPES, 1998

As atividades de E&P aumentaram significativamente a produção de petróleo no país. Vale ressaltar que estas operações orientam as principais iniciativas na área de Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica (P,D & EB) da empresa. Em decorrência disto, as atividades de P,D&EB passaram a ter maior importância na estratégia da Companhia e elas têm ampliado os processos de aprendizagem *offshore*, envolvendo maior domínio técnico da estatal.

3.2 Processo de Aprendizagem Tecnológica *Offshore* da PETROBRÁS

Na década de 50, o processo de aprendizado *offshore* da PETROBRÁS foi inaugurado nas primeiras expedições exploratórias no litoral norte do país; estas, por sua vez, apontavam a possibilidade de existência de hidrocarbonetos em regiões submersas. Estes esforços levaram à descoberta, em 1968, do primeiro reservatório marítimo comercial, conhecido como campo Guaricema, localizado no litoral de Sergipe, sob lâmina d'água de 30 metros (VALENÇA, 1989). Essa descoberta contribuiu significativamente para ampliar as pesquisas na margem continental, nesse primeiro momento, nas bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar e Campos. Nesse mesmo período, a Companhia intensificou as atividades de exploração na bacia de Campos, sendo estas responsáveis pela descoberta comercial dos campos de Garoupa (1968) e Enchova (1974).

Com a descoberta de jazidas na Plataforma Continental, a Divisão de Produção (DIPRO/DEXPRO) contratou uma empresa projetista americana para conceber a plataforma fixa que seria instalada na Bacia de Sergipe. Durante a concepção do projeto e da estrutura da plataforma, engenheiros da companhia nacional (DIPRO/DEXPRO) participaram dos programas de estágio e treinamento montados pela firma contratada. As primeiras instalações fixas de produção *offshore* se destinavam aos campos de Guaricema, Caioba, Camurim e Dourado, por serem estruturas de pequeno porte para LDA, entre 30 e 50 metros (VASCONCELLOS, 1973).

As pesquisas exploratórias no país revelavam a presença de acumulações maiores de petróleo e gás em outras regiões, principalmente na bacia de Campos, onde predominam as áreas de maior profundidade. Essa região demandava concepções tecnológicas que possibilitassem à empresa atuar em áreas mais profundas, se comparadas àquelas encontradas no litoral norte-nordeste.

Em 1975, foram inauguradas iniciativas mais concretas nas áreas *offshore* da Bacia de Campos. Técnicos da PETROBRÁS, assistidos por uma companhia de consultoria estrangeira, desenvolveram um sistema provisório de produção para o campo Garoupa, utilizando navio de sondagem adaptado para realizar produção⁶.

Na segunda metade da década de 70, as plataformas semi-submersíveis passaram a ser utilizadas no país como unidades temporárias de produção de óleo bruto e gás natural, também conhecidas como sistema de produção antecipada (SPA). No caso, o primeiro SPA entrou em operação na Bacia de Campos, desenvolvido e instalado pela empresa nacional com assistência técnica externa. Os SPA são sistemas provisórios de extração de óleo bruto e gás natural, que permitem abreviar o desenvolvimento da produção dos reservatórios marítimos. Vale ressaltar que os SPA são uma das primeiras soluções técnicas concebidas pela empresa para fazer face aos desafios das águas profundas. Estes sistemas reduzem os riscos associados aos projetos de investimento, dos sistemas definitivos de produção (SDP), visto que proporcionam melhor conhecimento das características geológicas e do potencial energético das jazidas. A partir da avaliação da estrutura e dimensão do reservatório proporcionada pelos SPA, torna-se possível definir a viabilidade dos SDP, estes últimos constituídos por plataformas fixas (ASSAYAG *et alii*, 1991).

Durante a primeira fase de desenvolvimento, foi utilizado no SPA de Enchova uma plataforma semi-submersível de perfuração (Sedco-135D), equipada com uma planta simples de processo que transferia o óleo cru para navios petroleiros. Numa fase posterior, outra

⁶ Na época, o navio de processo P. Prudente de Moraes foi empregado como sistema de produção.

plataforma semi-submersível foi parcialmente convertida em sistema flutuante de produção, para atuar em região de 189 metros de LDA (Campo de Enchova). Nessa segunda plataforma, houve algumas inovações tecnológicas, relacionadas principalmente às árvores de natal marítimas, aos sistemas de *risers* flexíveis de produção, aos sistemas de facilidades de monobóia do navio petroleiro e do sistema de rápida (des)conexão das linhas de produção. Vale ressaltar que entre as vantagens proporcionadas por estas mudanças nos procedimentos técnico-operacionais, destacam-se a antecipação de produção e/ou receita do campo de petróleo, além do levantamento de dados mais detalhados sobre o reservatório marítimo. Estes dados são fundamentais para a definição do *lay-out* do sistema de produção que viria a ser instalado naquele(s) campo(s). Outra grande vantagem dos SPA é a possibilidade de reutilização do(s) mesmo(s) em outros campos de petróleo no mar.

O principal ganho da aplicação das plataformas semi-submersíveis de perfuração convertidas em unidades flutuantes de produção pode também ser relacionado ao baixo custo do sistema e a possibilidade deste ser aplicado em águas mais profundas. Estes fatores reforçavam a utilização e a conversão completa das plataformas de perfuração em unidades de produção. A utilização de SPA no Brasil pode ser considerada quase pioneira, pois havia apenas um sistema internacional semelhante ao que aqui se instalou, sendo o primeiro sistema a utilizar o conceito SPA situado no Mar do Norte (campo Argyll).

Em 1979, iniciava-se a produção dos SPA de Garoupa e Namorado, compostos por oito poços, sendo quatro de Garoupa e o restante de Namorado em profundidade entre 120 metros até 140 metros de LDA. Nas palavras de Assayag *et al.*, (1997:2):

“...É importante ressaltar que a maior parte da tecnologia aplicada em Garoupa, tais como componentes da cabeça de poço, partes centrais do manifold atmosférico e do sistema de intervenção e/ou manutenção (de equipamentos), foi pioneira no mundo. Acredita-se que o sistema ajudou a estabelecer uma curva de aprendizagem, principalmente em relação aos sistemas submarinos, construindo o caminho para o desenvolvimento em águas profundas. Outro benefício foi o fato da PETROBRÁS adquirir confiança para lidar com o novo sistema.”⁷

⁷ Texto traduzido por FREITAS, A. G.

A elevação nos investimentos em E&P tinha como finalidade a rápida ampliação da extração local de hidrocarbonetos. Para tanto, a companhia nacional considerou estratégico intensificar a aplicação de sistemas de produção antecipada ao longo da margem continental brasileira. Entre 1977-1983, 14 SPA entraram em operação no país, sendo que 9 foram instalados na região de Campos. Paralelamente, encontravam-se em desenvolvimento os sistemas definitivos de produção da Bacia de Campos. Os SDP compreenderiam o desenvolvimento dos campos de Garoupa, Namorado, Cheme, Enchova e Pampo, através da instalação de 7 plataformas fixas de grande porte em lâminas d'água de 110 até 175 metros. Após a montagem dos SDP, estes assumiriam a produção realizada pelos SPA nesses 5 campos submarinos. Quanto aos SDP, no período de 1970 e 1983, foram instaladas 39 plataformas fixas no país, principalmente nas imediações dos Estados de Sergipe, Rio Grande do Norte⁸ e no Rio de Janeiro.

A elevação significativa da produção *offshore* no país, que marcou o último decênio, resulta da extração realizada na Bacia de Campos. De fato, entre 1977 e 1985, a produção acumulada dessa região alcançou 290 milhões de barris de petróleo. Com relação à infraestrutura física, a Bacia de Campos dispunha de 7 plataformas fixas e 11 SPA, o que representa o investimento de US\$ 7 bilhões (preços de 1985) imobilizados naquela localidade. Vale ressaltar que os SPA eram responsáveis por 42% da produção de óleo bruto nacional (OLIVEIRA, 1985).

Como pôde ser observado, as taxas de crescimento da produção no mar apresentavam rápida capacidade de ampliação da extração de óleo no país. Mesmo assim, a oferta local de hidrocarbonetos ainda caracterizava-se pela participação secundária na demanda nacional. De fato, a produção nacional representava, em 1983, algo em torno de 34,0% do consumo interno. Vale ressaltar que as reservas provadas de óleo e/ou gás natural, apesar de terem crescido, não poderiam ser exploradas de forma predatória, pois isto poderia causar perda significativa do potencial energético dos reservatórios nacionais.⁹

⁸ A empresa nacional instalou duas plataformas fixas de concreto nos campos de Ubarama e Agulha, visando investigar o potencial de aplicação dessas estruturas no país.

⁹ As reservas provadas constituem-se pelas jazidas onde as pesquisas exploratórias já possibilitaram a medição da dimensão do reservatório.

Em 1983, a Companhia decidiu instalar 7 plataformas fixas que iriam atuar em LDA até 170 metros. Este sistema de plataformas teria 3 plataformas centrais que seriam equipadas com plantas de processo, compressor de gás e sistema de tratamento, segurança e sistema de utilidades e iriam processar 100 mil até 200 mil barris/dia.

Em meados da década passada, as pesquisas exploratórias realizadas pela empresa identificaram os campos gigantes de Marlim e Albacora. Os reservatórios, com volume de óleo bruto superior a 1 bilhão de barris, são considerados jazidas gigantes. Estes acontecimentos assumiram proporções expressivas, pois pela primeira vez a empresa nacional encontrava reservas dessa magnitude. A descoberta dessas acumulações possibilitava reverter as expectativas da PETROBRÁS em relação ao potencial energético nacional, dessa forma tornando viável a auto-suficiência interna de hidrocarbonetos. Nesse sentido, a descoberta dos campos de Marlim e Albacora constituem-se num *divisor de águas* para a indústria petrolífera nacional.

Analisando à luz da literatura, até a primeira metade da década de 80, a PETROBRÁS consolidou processos de aprendizagem relacionados com o domínio das plantas de produção, segundo processo de aprendizagem tecnológica proposta por Lall (1982). O caráter dinâmico do processo tecnológico envolveu a companhia com relação à absorção do conhecimento técnico na área de E&P *offshore*. A aquisição desse conhecimento por fontes formais de licenciamento, associada à postura ativa da empresa, proporcionou ampliação da base técnica que transcendeu o aprender fazendo (*learning by doing*) para novas formas de aprendizagem, que envolvem conhecimento relacionado ao projeto básico dos sistemas de produção convencionais. Observa-se que na medida em que a Companhia aprofundava seu conhecimento em instalações tecnológicas em águas rasas, este conhecimento era repassado para outros técnicos, o que permitiu a consolidação e a ampliação do saber operacional.

Com relação aos fabricantes, a companhia petrolífera nacional desenvolveu alguns processos relacionados à aprendizagem pelo uso (*learning by using*) que reforçaram a

competência nas suas operações. Todavia, a aprendizagem interativa usuário-produtor (*learning by interacting*) apresentava limitações na medida em que a política de compras da Companhia era muito sazonal. Conseqüentemente, o setor de bens de capital não conseguia manter capacitação tecnológica no fornecimento de equipamentos *offshore*. Esse vínculo interativo era profundamente marcado por rupturas, quando se concluíam projetos de investimento de grande vulto.

Com as descobertas de campos gigantes em águas profundas em Marlim e Albacora, a empresa pretendia ampliar suas atividades *offshore* e estas demandariam nova capacitação junto aos fabricantes de equipamentos de E&P. Ademais, a empresa precisaria realizar esforços tecnológicos com vistas ao aproveitamento de reservatórios marítimos com grandes acumulações de hidrocarbonetos. Nesse contexto, foi inaugurado o primeiro programa tecnológico para águas profundas (PROCAP 1000) em meados da década de 80. Este programa ilustra parte importante dos esforços estratégicos da empresa para o melhor aproveitamento da Bacia de Campos e reforça o processo de aprendizagem tecnológica da empresa em águas profundas.

3.3 Comentários Finais

A constituição da indústria petrolífera nacional envolveu várias etapas de aprendizagem tecnológica que podem ser narradas pelo processo de fabricação de equipamentos e, em uma segunda fase, pelo desenvolvimento de soluções próprias junto às atividades de E&P *offshore*.

A primeira etapa do processo de aprendizagem da empresa envolveu a capacitação do fabricante nacional de equipamentos da área *downstream*. Este processo foi sucintamente relatado na primeira parte da tese, onde destaco a importância das iniciativas da PETROBRÁS na formação da indústria de bens de capital sob encomenda, contribuindo para a constituição da ABDIB. Entre 1954 e 1980, a política de nacionalização da fabricação de equipamentos nas atividades de refinação atingiu aproximadamente 90% do índice de nacionalização no país.

No final dos anos 70, as descobertas de reservatórios *offshore* cada vez mais promissoras pela PETROBRÁS reorientaram suas atividades *upstream* para a costa marítima, aumentando o conjunto das operações de E&P. No caso, a empresa decidiu reforçar a nacionalização de equipamentos *upstream*, inaugurando novo ciclo de investimentos nesta área.

O resultado do índice de nacionalização até a década de 70, ilustra o aumento no volume de compras de equipamentos no país. Apesar da PETROBRÁS ter alcançado elevado índice de aquisição local, constatou-se que os fabricantes locais imitavam apenas os equipamentos licenciados por empresas estrangeiras, sendo necessário, algumas vezes, a assistência técnica da licenciadora de tecnologia.

Com relação à etapa de aprendizagem da fabricação de equipamentos de E&P, a estatal mantém sua política como elemento indutor da formação de um mercado de bens e serviços *upstream*, associado com o seu processo de desenvolvimento tecnológico endógeno nos sistemas marítimos de produção. Uma das características marcantes da reorientação das atividades *downstream* para as atividades *upstream* está relacionada com a importância dada ao desenvolvimento tecnológico próprio. Esta característica deve-se à complexidade das operações marítimas que demandam conhecimentos de elevado conteúdo tecnológico para sua realização.

A prioridade dada ao domínio tecnológico das atividades de E&P está presente na evolução dos investimentos anuais da PETROBRÁS, na segunda metade dos anos 70. A partir de 1978, os investimentos em E&P representam mais de 60% dos recursos da empresa e em 1984 atingem sua maior participação: 94% de todos os recursos da empresa. Apesar da redução no volume de investimento, observada a partir da segunda metade da década de 80, as atividades de E&P têm o maior volume de recursos da companhia.

Durante os anos de 1950 e 1960, a produção de petróleo *offshore* era inexpressiva no país. Na década de 70, as jazidas marítimas começaram a ter importância econômica para o

país, na medida em que passaram a representar mais de 30% da produção local de petróleo. Nos anos 80 a produção *offshore* tornou-se essencial para a composição do fornecimento de óleo nacional. Em 1998, a produção média anual de petróleo marítimo atingiu 78% da oferta total do país.

O processo de aprendizagem tecnológica foi inaugurado na década de 50, quando foram confirmadas algumas acumulações de petróleo próximas à costa brasileira. As primeiras acumulações comerciais foram descobertas no final dos anos 60, proporcionando um aumento das operações no mar na década seguinte. Com o potencial de produção da bacia de Campos, a empresa passou a absorver a tecnologia de operação das plataformas fixas e das plataformas semi-submersíveis. Nesta época, técnicos da empresa propuseram a utilização de plataformas de perfuração como sistemas flutuantes de produção, como forma de antecipar a produção dos campos marítimos. Tal solução foi conhecida como Sistema de Produção Antecipada (SPA), e havia sido utilizada apenas por uma empresa estrangeira no Mar do Norte (campo de Argyll), não estando completamente difundida mundialmente quando os técnicos da companhia se propuseram a utilizá-la na bacia de Campos. A aplicação dos SPA apresenta-se como a primeira busca por inovações da própria empresa na área *offshore*, promovendo introdução de importantes inovações incrementais em nível internacional.

Estes fatos inauguram na Companhia o processo de aprendizagem voltado para o domínio da operação e adaptação das plataformas semi-submersíveis. Entre 1977-1979, entraram em operação os sistemas flutuantes de produção no país, principalmente na bacia de Campos.

Na primeira metade da década de 80, a PETROBRÁS alcançara a capacidade de redesenho dos sistemas fixos e flutuantes de produção. Este domínio lhe proporcionava habilidade para modificar projetos básicos das plataformas fixas empregadas em LDA de 110 e 175 metros, ao passo que nos sistemas flutuantes de produção utilizando plataformas semi-submersíveis esta capacitação possibilitava atuar em LDA até 400 metros.

O PROCESSO DE APRENDIZAGEM *OFFSHORE* DA PETROBRÁS

Com o advento dos campos gigantes de Marlim e Albacora, situados em LDA entre 300 e 2100 metros, a Companhia precisaria privilegiar ainda mais a capacitação tecnológica para fazer face aos desafios impostos pelas águas profundas. Logo, este processo caracterizou-se pelo papel do órgão de pesquisa da empresa na busca das alternativas para os campos situados nas águas profundas. Esforços para viabilizar a capacitação necessária para o aproveitamento econômico desses reservatórios proporcionaram a constituição de um conjunto de projetos tecnológicos conhecido como Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas (PROCAP).

À medida que a E&P foi se deslocando para regiões marinhas mais profundas, a empresa nacional passou a demandar de forma significativa as atividades P,D&EB. Conseqüentemente, houve um fortalecimento das linhas de pesquisa voltadas à investigação nas áreas relacionadas à E&P. De fato, a adequação das plataformas semi-submersíveis às atividades de produção deve-se aos esforços dos departamentos gerenciais e técnicos e do órgão de pesquisa da empresa.

O PROCAP considerou o desenvolvimento tecnológico de sistemas de produção que permitissem o desenvolvimento de reservatórios *offshore*, acentuando ainda mais a posição da PETROBRÁS como pioneira na instalação de sistemas flutuantes de produção em regiões de grandes profundidades. A análise do programa tecnológico para águas profundas da companhia será objeto do próximo capítulo.

CAPÍTULO 4

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

Este capítulo tem como objetivo apresentar o primeiro programa de capacitação tecnológica *offshore* da PETROBRÁS, implementado na segunda metade da década de 80. Na primeira parte estão expostos os principais antecedentes e a natureza dos esforços do PROCAP 1000. Será apresentada a descrição geral do programa, observando as linhas tecnológicas e os aspectos relacionados com a coordenação dos projetos de pesquisa, a seguir, o processo de seleção da amostra de projetos de pesquisa do PROCAP 1000 (para maiores detalhes sobre avaliação de impactos, ver Furtado *et alli*, 1998). Através da análise da amostra foi possível identificar duas estratégias de desenvolvimento tecnológico bastante distintas que serão descritas na segunda e terceira partes deste capítulo, a saber: a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno e a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo.

Na segunda parte, será feita uma revisita à estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, apresentando algumas evoluções da PETROBRÁS até a primeira metade da década de 90.

Na terceira parte, far-se-à a abordagem da estratégia de desenvolvimento cooperativo. Como características importantes estão o envolvimento dos participantes externos, as novas formas de cooperação de P&D presentes na modalidade de contratos multiclientes, e as inovações na forma de organização da pesquisa e no relacionamento entre as diversas áreas da companhia, ilustrando o processo de aprendizagem organizacional.

A quarta parte, consistirá em uma síntese dos resultados econômicos apontados pela pesquisa em amostra de projetos do PROCAP 1000.

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

FEM - UNICAMP

Auriana Gomes de Freitas

Na última parte, serão tecidos comentários sobre os esforços *offshore* da Companhia e sobre a motivação para manutenção destas iniciativas em regiões profundas através do segundo PROCAP.

4.1 Constituição do PROCAP 1000

A descoberta de campos gigantes com volumosos reservatórios de hidrocarbonetos, principalmente Albacora (1984) e Marlim (1985), orientaram a capacitação existente e a ampliação da base técnica presente na empresa com vistas ao aproveitamento destes reservatórios.

A necessidade de viabilizar, técnica e economicamente, esses reservatórios situados entre 300 e 1000 metros de lâmina d'água (LDA) levou à criação de um grupo de trabalho interdepartamental que tinha como propósito coordenar os esforços em águas profundas. Em meados da década de 80, constituiu-se a Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP), formada por representantes do Centro de P&D da empresa (CENPES), do Departamento de Perfuração (DEPER), do Departamento de Exploração (DEPEX), do Departamento de Produção (DEPRO), do Serviço de Engenharia (SEGEN), do Serviço de Materiais (SERMAT), do Serviço de Planejamento (SERPLAN) e pelo Diretor de Exploração & Produção da BRASPETRO.

Na segunda metade dos anos 80, a CIAP aprovou a criação de um programa tecnológico voltado especialmente para grandes profundidades, conhecido como Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas (PROCAP). Este programa pode ser considerado a primeira iniciativa formal da PETROBRÁS para sistematizar esforços com vistas ao desenvolvimento tecnológico *offshore*.

A constituição deste programa também traduz um processo mais articulado de harmonizar os interesses de toda a empresa em torno de um objetivo: vencer as barreiras

das águas profundas. O consenso entre os vários departamentos e o CENPES foi atingido, através de reuniões que orientaram a definição de uma agenda mínima, que permitisse instalar sistemas de produção para atuação em lâminas d'água de até 1000 metros. A consulta aos variados especialistas da Companhia, em diferentes áreas (perfuração, exploração e produção, etc.), promoveu o maior envolvimento destas no processo de seleção dos temas relevantes para águas profundas. Esta consulta contribuiu para a negociação dos projetos de pesquisa que seriam realizados pelo centro de P&D e pelos demais departamentos da empresa, e auxiliou no processo de tomada de decisão compartilhado pelos órgãos executores deste programa.

Um dos aspectos mais marcantes, presentes na implementação do PROCAP 1000, diz respeito ao modelo gerencial adotado. A coordenação estratégica do programa seria feita pela CIAP, enquanto a implementação do mesmo seria realizada por uma subcomissão constituída por representantes do DEPRO, DEPER, CENPES, SEGEN e SERMAT. A chefia desta subcomissão era anualmente alternada entre o CENPES e o DEPRO, permitindo que a execução desse programa conjugasse a visão estratégica (longo prazo) com os objetivos técnico-econômicos da operação (curto e médio prazo).

Outro aspecto importante, relacionado ao modelo de gestão e ao processo decisório do PROCAP 1000, diz respeito à montagem de equipes mistas, envolvendo técnicos que atuavam na área operacional, na área gerencial e no desenvolvimento tecnológico da empresa¹⁰. Para tornar mais flexível a condução do programa, adotou-se a organização do tipo matricial, o que facilitaria a formação de times de trabalho. A constituição de equipes de pesquisa com técnicos pertencentes aos mais diversos órgãos ampliou a interação das áreas (operacional, gerencial, tecnológica) e aumentou a incorporação, nos projetos do PROCAP 1000, do conhecimento tecnológico gerado pela experiência operacional, bem como

¹⁰ Neste trabalho é feita uma distinção entre as equipes técnicas do mesmo departamento, sendo que uma atua na base operacional situada na bacia de Campos e a outra exerce atividades técnico-administrativas (gerência na sede no Rio de Janeiro). Portanto, chama-se área de E&P operacional as equipes de E&P *offshore* (base de Macaé – bacia de Campos), enquanto as funções administrativas são realizadas pelas áreas gerenciais (sede da PETROBRÁS, Rio de Janeiro).

aumentou o contato dos departamentos de E&P com as inovações que estavam, na época, na fronteira do conhecimento tecnológico *offshore*.

Do ponto de vista da implementação física, podem ser destacados mais alguns aspectos sobre a forma de planejamento, organização e seleção de projetos presentes no PROCAP 1000, a saber:

- I. As metas de investimento estavam concentradas nas jazidas submarinas de Marlim e Albacora. Todos os esforços *offshore* tinham como alvo desenvolver sistemas de exploração que possibilitassem o aproveitamento desses campos, em um menor horizonte de tempo.
- II. Eram feitas reavaliações periódicas do programa com o propósito de compreender o avanço tecnológico e reconduzir as iniciativas da companhia segundo a evolução do cenário das tecnologias *offshore*. Tais reavaliações eram realizadas com todos os órgãos participantes, o que reforçava o caráter interdisciplinar dos esforços e estreitava a relação entre as diversas áreas da empresa e do seu centro de P,D&EB, refinando o envolvimento entre a oferta e a demanda tecnológica.
- III. A gerência estratégica do PROCAP 1000 (CIAP) propôs como objetivo primordial a consolidação da experiência operacional da companhia, principalmente nos sistemas flutuantes de produção utilizados em menores profundidades. Neste sentido, houve uma priorização de projetos na área de extensão das tecnologias empregadas pela empresa e/ou inovações incrementais nas tecnologias internacionais existentes. Portanto, o programa destacou conhecimentos técnicos mais convencionais que, por sua vez, passariam a ser estendidos até 1000 metros de LDA e reservou espaço menor ao desenvolvimento de projetos na linha de pesquisa de inovação.

A estratégia do PROCAP 1000 baseou-se na otimização dos recursos humanos e de equipamentos da empresa com o propósito de concentrar-se em aspectos considerados

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

prioritários e críticos para o desenvolvimento *offshore*. A compreensão de que a Companhia precisaria de colaboração externa, para viabilizar o programa, levou a empresa a buscar parcerias para a condução do PROCAP 1000. Tal iniciativa possibilitou a ampliação da articulação externa com as mais distintas instituições inovadoras, a saber: universidades, centros de tecnologia, classificadoras¹¹, empresas petrolíferas, fabricantes, empresas de engenharia, etc. A montagem de um arranjo institucional alicerçado em um número expressivo de parcerias tecnológicas da PETROBRÁS com essas instituições constituiu uma espécie de base que envolveu esforços de natureza diferenciada e com vários objetivos, formando uma rede de inovação (FREEMAN, 1991) em torno do PROCAP 1000. As principais formas de relação com as instituições externas foram:

- I. A Companhia buscou o envolvimento da comunidade tecnológica nacional com o propósito de que esta auxiliasse sua capacitação em tecnologias *offshore*. Neste sentido, a PETROBRÁS articulou-se com as universidades e/ou centros de tecnologia, as empresas de engenharia e a indústria.
- II. Considerando a necessidade de capacitação tecnológica em sistemas de E&P para águas profundas (sistemas produtivos, equipamentos, componentes e peças), a companhia associou-se a programas de transferência tecnológica, incorporando-os aos projetos de investimento. Neste sentido, a PETROBRÁS utilizou o poder de barganha comercial para negociar contratos junto às empresas de engenharia e fabricantes internacionais, imbutindo cláusula contratual que garantia processo de transferência tecnológica nos projetos de determinados sistemas e equipamentos utilizados nas atividades de E&P.
- III. Em seguida, haveria a participação externa internacional que complementaria os esforços de desenvolvimento tecnológico local. Ademais, a estratégia do PROCAP 1000

¹¹ São firmas especializadas na prestação de serviços relacionados com o controle da qualidade das plataformas e equipamentos submarinos, analisando procedimentos de manutenção e realizando consertos periodicamente nos sistemas de produção. Por sua vez, estes sistemas só podem funcionar com seu aval. As firmas classificadoras também avaliam o projeto básico de equipamentos e das instalações *offshore*.

previa aumentar a intensidade da interação e o papel de interlocutor da companhia junto aos agentes de inovação internacionais. Para tal, foram tomadas algumas iniciativas visando estreitar o relacionamento com a comunidade no exterior através da participação destas instituições nos projetos do PROCAP 1000: consórcios multiclientes, contratos de serviço, consultorias, estágios, entre outros.

O PROCAP 1000 foi formado com cerca de 78 projetos, mas durante sua implementação chegou a comportar 116 projetos de pesquisa relacionados à atividade *offshore*. Este programa apresentava uma visível divisão entre projetos que envolviam inovações incrementais e aqueles projetos relacionados com as inovações radicais. Com este sentido, o programa tem uma característica híbrida, com esforços voltados preferencialmente para os projetos de pesquisa em áreas do conhecimento conhecidas e, em segundo plano, àqueles voltados para novos campos do saber. No Quadro 2 faz-se uma classificação destes esforços, em inovações incrementais e radicais.

Quadro 2

Classificação dos Esforços Tecnológicos do PROCAP 1000

Inovações Incrementais	Inovações Radicais
<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento de componentes e de sistemas convencionais de produção • Sistema flutuante com semi-submersível (entre 400 e 1500 metros) • Sistema flutuante com navio aplicando monobóia, <i>turret</i> e posicionamento dinâmico 	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolvimento de novos sistemas de produção • Plataformas de pernas atirantadas (entre 600 e 1500 metros) • Sistemas submarinos de bombeamento multifásico (entre 400 e 1500 metros) • Sistema de separação e bombeamento submarino (entre 400 e 600 metros) • Sistema flutuante com semi-submersível utilizando completação seca (entre 600 e 1500 metros) • Sistema de separação e bombeamento submarino (entre 1000 e 1500 metros) • Torre complacente

Fonte: PROCAP 1000, Relatório final, PETROBRÁS, mimeo, 1991.

A relação dos projetos pertencentes ao programa (Quadro 2) indica que estes foram sistematizados em linhas tecnológicas específicas e/ou interdisciplinares. As 13 linhas que compõem o PROCAP 1000 são: amarração, árvore de natal molhada, casco (semi-submersível), estrutura, facilidades de produção, gerais, inovação, linhas submarinas, *manifold/template*, navio de processo, poço e reservatório, *riser* e veículos de operação remota. Observando a participação relativa das linhas de pesquisa, pode-se observar que um número significativo de projetos esteve presente na linha de projetos gerais (25%) e projetos de inovação (12,93%), seguido pelos projetos de estrutura (9,48%). O quarto maior esforço foi realizado na linha dos *manifold/template* (8,62%) e poço e reservatório (8,62%). A seguir, encontram-se as linhas de amarração (6,90%), as linhas submarinas (6,03%), os *risers* (6,03%) e no veículo de operação remota (6,03%). Com menor número de projetos, encontram-se a linha de facilidades de produção (5,17%), os projetos sobre navio de

processo (2,58%), a árvore de natal (1,72%) e casco de semi-submersível (0,86%). Vale ressaltar que estas linhas, exceto a linha tecnológica de inovação, representam esforços importantes para viabilizar os sistemas flutuante de produção (SFP) em águas profundas.

TABELA 13
LINHAS DE PESQUISA DO PROCAP 1000

Linhas de pesquisa tecnológica	Número	Porcentagem %
Amarração	8	6,90
Árvore de Natal	2	1,72
Casco	1	0,86
Estrutura	11	9,48
Facilidades de Produção	6	5,17
Gerais	29	25,0
Inovação	15	12,93
Linhas submarinas	7	6,03
<i>Manifold/Template</i>	10	8,62
Navio de processo	3	2,58
Poço e reservatório	10	8,62
<i>Riser</i>	7	6,03
Veículo de Operação Remota (VOR)	7	6,03
Total	116	100,0

Fonte: PROCAP 1000, Relatório final, PETROBRAS, mimeo, 1991

As 13 linhas de pesquisa tecnológica respondiam pelos aspectos necessários à implantação de projetos de investimento em águas profundas. Nos quadros a seguir, pode ser observada a amplitude do conhecimento que envolve cada uma dessas linhas de pesquisa pertencentes ao PROCAP 1000.

Quadro 3
Linhas de Pesquisa do PROCAP 1000

Linhas de Pesquisa	Áreas de conhecimento
Amarração	Desenvolvimento de critérios de projeto para cálculo de sistemas de ancoragem, modelagem matemática, análise do comportamento e fadiga, técnicas de inspeção, avaliação de tipos de garras e âncoras e sistemas híbridos de amarração.
Árvore de natal molhada	Projeto conceitual, básico e de detalhe de uma árvore de natal.
Casco	Estabelecimento de normas e/ou recomendações e requisitos para o controle de qualidade de soldagem e inspeção das plataformas semi-submersíveis.
Estrutura	Critérios de projetos de estruturas fixas, modelos matemáticos para cálculo de estruturas fixas para as fases de instalação e operação, técnicas de soldagem em grandes espessuras, estudo de tipos de estacas, otimização do custo das estruturas metálicas, sistemas de monitoração das vibrações e da proteção catódica, estudos de aços em estruturas, utilização de concreto como estrutura.
Facilidades de Produção	Utilização de normas que permitam a utilização de material alternativo, adequação do mercado supridor para separadores de óleo e água de peso e volume reduzidos.
Gerais	Aquisição e tratamento de dados oceanográficos e meteorológicos, levantamento das propriedades dos óleos de Marlim e Albacora, procedimentos que permitam integração entre inspeção e manutenção, viabilidade de tanque de provas, programas de monitoração, programa de transferência tecnológica de plataforma semi-submersível, construção de centro hiperbárico, pré-qualificação de soldagem hiperbárica, desenvolvimento de materiais especiais de flutuação, métodos de instalação de componentes de risers e linhas submarinas rígidas, critério de dimensionamento de tubulações, aumento do dimensionamento e da avaliação do sistema de posicionamento dinâmico, projeto de plataforma semi-submersível específica de produção, tratamento de petróleos biodegradáveis, concepções não convencionais para fundações e estacas de ancoragem, posicionamento de plataforma em 1000 metros de LDA, métodos de prevenção da formação e remoção de parafina, desenvolvimento de aditivos químicos para reduzir viscosidade do óleo em baixas temperaturas, adequação/otimização do uso de antiespumantes para óleos de Marlim e Albacora, prevenção à formação de emulsões e borras em operações de acidificação de poços de águas profundas, proteção anticorrosiva para equipamentos submersos em água do mar, análise e dimensionamento dinâmico de fundações para instalações de produção.

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

Quadro 3
Linhas de Pesquisa do PROCAP 1000

Linhas de Pesquisa	Áreas de conhecimento
Inovação	Sistema submarino de bombeio multifásico, análise de concepção de semi-submersível com completação seca, estudo de medidores para escoamento multifásico, projeto conceitual e análise do comportamento de plataformas de pernas atirantadas (TLP), desenvolvimento de sensores de fibras óticas, fontes de energia para equipamentos submarinos, avaliação e transferência de petróleo, análise do comportamento de cabos de amarração de <i>kevlar</i> e <i>polyester</i> , transmissão hidroacústica de sinais, sistema de ancoragem não convencional para unidades flutuantes em águas profundas, transmissão de sinais de TV em umbilicais (fibra ótica).
Linhas submarinas	Automação e robotização da manutenção em linhas submarinas, avaliação do método de lançamento e instalação de linha rígida e flexíveis, desenvolvimento de simuladores computacionais para determinação do ponto de formação de hidratos, caracterização e escoamento de óleos de alto ponto de fluidez e/ou altas viscosidades a baixas temperaturas, desenvolvimento de metodologias de cálculo de gradientes de pressão e temperatura em dutos multifásicos de grandes LDA, desenvolvimento de linhas flexíveis.
<i>Manifold/Template</i>	Projeto básico de <i>manifold/template</i> sistema <i>diverless</i> até 600 metros da LDA, desenvolvimento de conectores elétricos submarinos, sistema de supervisão e controle remoto de instalações de produção submarina, desenvolvimento de métodos para o estudo de corrosão sob fresta em ambiente submarino, desenvolvimento de válvulas de uso marinho para aplicação até 2000 metros de LDA, desenvolvimento de conectores mecânicos e métodos e ferramentas de conexão, estudo da viabilidade técnica e econômica de <i>manifold</i> atmosférico em águas profundas, <i>template/manifold</i> para águas profundas (Octos 1000), desenvolvimento de válvula de controle operada por solenóide para sistema de controle eletrohidráulico multiplexado.
Navio de processo	Determinação de <i>swivel</i> e sistemas de monobóia-navio, estudo para utilização de navio com posicionamento dinâmico em sistemas flutuantes de produção.
Poço e reservatório	Capacitação em perfuração de poços com inclinação elevada, estudo de técnicas de testemunhagem e manuseio de amostras e testes de laboratórios, estudos de influência e adequação de técnicas e fluidos especiais de perfuração, lavagem e cimentação, completação e de estimulação para reservatórios em águas profundas, capacitação em técnicas de controle de <i>kicks</i> , desenvolvimento de método de elevação artificial por gás <i>lift</i> , desenvolvimento de válvulas de segurança para poços profundos, estudo experimental de deposição de asfaltenos dos óleos de Marlim em condições de reservatórios, utilização de condutor curvo para obtenção de maior raio de drenagem nos reservatórios.

Quadro 3

Linhas de Pesquisa do PROCAP 1000

Linhas de Pesquisa	Áreas de conhecimento
<i>Riser</i>	Critérios e métodos de projetos de <i>risers</i> (de produção, completção e perfuração), modelagem matemática para cálculo de <i>risers</i> (rígidos e flexíveis), estudo de comportamento estrutural do <i>riser</i> rígido submetido a cargas em catenária.
Veículos de operação remota	Orientação do desenvolvimento de VOR/VCR nacionais para operações submarinas, desenvolvimento de manômetros e termômetros para leitura direta com veículos de operação remota, desenvolvimento de métodos que permitam a utilização de explosivos manuseados por veículos de operação remota submarina, implantação de facilidades para o desenvolvimento de interfaces de veículos/instalações submarinas, ensaios não-destrutivos de dutos submarinos, aumento do desempenho da capacidade de realização de tarefas executadas remotamente por VOR e/ou ROT utilizando e/ou permitindo o acompanhamento automático integrado por TV, feixe ótico (laser), sensores acústicos, realimentação de força.

Fonte: PROCAP 1000, Relatório final, PETROBRÁS, mimeo, 1991

Uma das formas de avaliar o nível de participação e envolvimento de toda a Companhia nos esforços tecnológicos *offshore* está relacionada, entre outros fatores, com a divisão de trabalho estabelecida entre o CENPES e os departamentos para a execução dos projetos do PROCAP 1000. Um indicador deste grau de integração pôde ser constatado através da delegação da coordenação dos projetos deste programa dentro da empresa. O responsável pela coordenação do projeto tinha que viabilizar a alocação de recursos humanos e materiais, se necessário buscar parcerias, etc., de sorte a viabilizar o objetivo proposto no escopo do projeto. Devido ao maior conteúdo de conhecimento tecnológico, a maior parte dos projetos do programa foi desenvolvida pelo CENPES. Conseqüentemente, no PROCAP 1000, apenas 27 projetos foram coordenados pelos departamentos (SERMAT, SEGEN, DEPRO e DEPER) e o restante pelo CENPES, o que representou cerca de 23,3% e 76,7%, respectivamente.

Quadro 4

Relação da Coordenação Geral dos Projetos e da Amostra do PROCAP 1000

Coordenação de Projetos	Projetos do PROCAP 1000			Projetos na Amostra		
	CENPES	Outros Departamentos	Total	CENPES	Outros Departamentos	Total
	89	27	116	22	5	27
%	76,7	23,3	100	81,5	18,5	100

Fonte: Furtado *et alli*, 1998

As principais conclusões deste trabalho foram obtidas através do exame de alguns projetos do PROCAP 1000, em que se procurou recuperar as motivações e o desenvolvimento dos projetos de pesquisa, bem como avaliar seus principais resultados. A análise do programa foi realizada através da pesquisa de campo, envolvendo a seleção de projetos de pesquisa do programa que foram avaliados com a utilização da metodologia do BETA (ver Apêndice Metodológico). A seguir, relata-se o processo de escolha dos projetos que compõem a amostra do PROCAP 1000.

4.2 Seleção da Amostra de Projetos do PROCAP 1000

A avaliação dos impactos econômicos do PROCAP 1000 foi realizada a partir da seleção de uma amostra representativa de projetos deste programa (FURTADO *et alli*, 1998). A estratégia adotada foi a seleção inicial de 5 projetos (fase I), facilitando o primeiro contato com o objeto de pesquisa da tese – o PROCAP. Posteriormente, foram selecionados mais 22 projetos do PROCAP com o propósito de dar maior consistência à análise do programa (fase II). A definição dos critérios de escolha representativa dos projetos do PROCAP foi orientada pelas seguintes considerações:

- I. capacitação tecnológica *offshore* em atividades consideradas críticas para o aproveitamento dos campos submarinos (instalação, manutenção de equipamentos, técnicas de prevenção e/ou correção de parafinas, *etc.*);

- II. domínio técnico em equipamentos/componentes submarinos essenciais para operação em águas profundas (*árvore de natal molhada, risers, linhas, template/manifold, etc.*);
- III. conhecimento das características ambientais da região de Marlim e Albacora, bem como melhor caracterização destes reservatórios;
- IV. participação de outros agentes de inovação no processo de desenvolvimento tecnológico do programa, como fabricantes de equipamentos, empresas de engenharia, companhias de petróleo, universidades e institutos de pesquisa, entre outros;
- V. avaliação da relevância do PROCAP 1000 como parte de uma política industrial e tecnológica da companhia, orientando e induzindo o desenvolvimento da indústria de bens de capital, particularmente quanto aos esforços de nacionalização de equipamentos *offshore*;
- VI. análise da relação interdepartamental da empresa promotora do desenvolvimento compartilhado entre Centro de P&D e área gerencial e operacional;
- VII. compreensão da relação entre projetos de extensão tecnológica e projetos de inovação na dinâmica do PROCAP 1000;
- VIII. questionamento da relevância das novas formas de contratação de pesquisa tecnológica e/ou parcerias para o desenvolvimento do ciclo de uma inovação, particularmente de multicliente.

Para facilitar o trabalho de campo, foi elaborado um formulário que permitiu o acompanhamento dos projetos do PROCAP 1000, levantando as seguintes informações sobre cada projeto: coordenador do projeto, custo de pessoal e de serviços, participações internas (pessoal/departamento, natureza da participação) e participações externas (pessoal/departamento, natureza da participação) (ver anexo 2). Apoiando-se nos critérios

previamente estabelecidos e expostos acima, foram selecionados projetos de cada uma das treze linhas de pesquisa tecnológica do PROCAP 1000, constituindo-se uma amostra de 27 projetos. Este conjunto de projetos representa cerca de 25% dos projetos existentes no programa. Na tabela 14, apresenta-se a evolução do processo de constituição da amostra dos projetos, que ocorreu em duas fases, sendo a primeira com apenas 5 projetos e a segunda com mais 22 projetos deste programa.

Tabela 14
Perfil da Amostra de Projetos do PROCAP 1000

Linhas de pesquisa tecnológica	Evolução da Amostra		Total da Amostra	Total de projetos da linha de pesquisa	Amostra Definitiva
	Fase I N. de projetos	Fase II N. de projetos	Números de Projetos	Números de Projetos	Porcentagem %
Amarração		3	3	8	37,5
Árvore de Natal Molhada	1		1	2	50,0
Casco				1	0,0
Estrutura		1	1	9	11,1
Facilidades de processo		2	2	6	33,3
Gerais	2	4	6	27	22,2
Inovação		3	3	14	21,4
Linhas		2	2	9	22,2
<i>Template/Manifold</i>		2	2	11	18,18
Poço e reservatório		2	2	11	18,18
Navio		1	1	3	33,3
<i>Risers</i>	1	1	2	7	28,6
VOR	1	1	2	8	25,0
Total	5	22	27	116	23,3

Fonte: Furtado *et alli*, 1998

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

Da amostra selecionada, 5 projetos do programa foram coordenados pelos órgãos operacionais e 22 projetos pelo CENPES, o que representa 18,5% e 81,5% dos projetos escolhidos. Dos projetos da amostra que tiveram coordenação realizada pelos departamentos da empresa procurou-se compor esta amostra com pelo menos um projeto coordenado por cada departamento (SEGEN, DEPER, DEPRO e SERMAT). A preocupação em ter um projeto de cada departamento que participou do programa, tinha como propósito aumentar a visão da dinâmica do PROCAP 1000 nos mais diferentes departamentos da Companhia e compreender de que forma este esforço foi implementado por eles. Ademais, a análise de diferentes linhas de pesquisa executadas por distintos participantes da mesma companhia permitiu compreender de que forma estes esforços articularam-se em busca da capacitação tecnológica *offshore*.

Com relação aos projetos coordenados pelos departamentos da empresa na amostra escolhida, pode-se fazer uma classificação do conhecimento e/ou esforço envolvido, a saber: I) extensão do conhecimento do sistema de perfuração de 300 até 1000 metros de profundidade; II) domínio tecnológico em equipamento e/ou componentes necessário para perfuração, completação e produção de poços em grandes profundidades; III) desenvolvimento de normas técnicas para definição de equipamentos a serem instalados no sistema de facilidades de produção; IV) desenvolvimento de fornecedores e/ou fabricantes nacionais de equipamentos e/ou componentes.

Analisando a classificação dos esforços realizados nos projetos coordenados pelas áreas operacionais e gerenciais de E&P, destaca-se a consolidação do conhecimento conceitual dos equipamentos, componentes, etc., como resultado do processo de aprendizagem tecnológica na companhia (*learning by design*). Esses casos podem ser ilustrados em quatro experiências, a saber: I) redesenho do sistema de perfuração utilizado até 360 metros de LDA que pode ser projetado para ser aplicado em 1000 metros de profundidade; II) capacitação em *swivel* múltiplo (ver Anexo 2), considerado tecnologia essencial para conversão dos navios de processo em sistemas flutuantes de produção; III)

redefinição das normas técnicas para o estabelecimento dos critérios de projeto dos materiais e equipamentos utilizados nas facilidades de produção das plataformas; IV) esforço para capacitação de fornecedores de equipamentos no país.

Analisando os outros 22 projetos da amostra que estiveram sob a coordenação do CENPES, os esforços podem ser classificados da seguinte maneira: I) programas de *software* na área de amarração, identificação de colapso em tubulação, análise da dinâmica de *risers* flexíveis; II) desenvolvimento de projetos, podendo envolver parte conceitual, básica e detalhamento de equipamentos, componentes e sistemas de produção *offshore*; III) desenvolvimento de fabricante nacional de equipamentos, VOR e/ou ROT; IV) capacitação em novos sistemas de produção *offshore*; V) redução do custo e processo de otimização e/ou desenvolvimento de novas técnicas com relação aos procedimentos de instalação e definição de critérios, de materiais e de instalação; VI) testes e desenvolvimento de equipamentos *offshore*; VII) construção de centro de testes hiperbáricos; VIII) levantamento e tratamento de informações oceanográficas e meteorológicas.

A implementação do primeiro PROCAP caracteriza-se pela consolidação de novas realizações das atividades de P,D&EB e estreitamento da relação entre o Centro de Pesquisa e as áreas operacionais e gerenciais de E&P, proporcionando o processo de aprendizagem na empresa.

A amostra de projetos do PROCAP 1000 possibilitou perceber que o programa é um híbrido entre a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno e a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperado. Na estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, entende-se que os esforços de pesquisa foram realizados, preferencialmente, pela PETROBRÁS e houve pouco envolvimento de parceiros externos, sendo que o propósito foi, fundamentalmente, fazer com que a estatal dominasse determinadas tecnologias. A estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo caracterizou-se pela maior divisão de trabalho e/ou pela capacitação tecnológica de todos agentes envolvidos nos

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

projetos de pesquisa. Ademais, observou-se na estratégia cooperativa uma maior frequência de projetos em regime multicliente. A análise da amostra mostrou que 16 projetos estão relacionados com a primeira estratégia tecnológica endógena, ao passo que 9 deles estão mais relacionados com a estratégia cooperativa. Finalmente, os dois restantes estão envolvidos com montagem de infra-estrutura de testes, levantamento de informações e desenvolvimento de equipamento junto ao fornecedor nacional. Na Tabela 15, encontra-se a distribuição dos projetos da amostra segundo esta classificação das estratégias.

Tabela 15
Classificação das Estratégias Tecnológicas através dos
Projetos de Pesquisa do PROCAP 1000

Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Endógeno		Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Cooperativo		Outros	
Total	Percentual %	Total	Percentual %	Total	Percentual %
16	59,26	9	33,33	2	7,41

Fonte: Dados extraídos do Relatório do PROCAP 1000.

Analisando-se o conjunto de projetos da amostra, foi possível perceber duas estratégias de desenvolvimento tecnológico bastante distintas, principalmente a maior ênfase dada no PROCAP 1000 à primeira em relação à segunda, que será analisada no próximo item.

4.3 Avaliação da Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Endógeno da PETROBRÁS

Na estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno encontram-se projetos de pesquisa relacionados com equipamentos *offshore* (engenharia básica e detalhamento), *softwares* de sistemas de amarração e definição de *risers*, critérios para definição do projeto da planta de facilidades de produção (engenharia de detalhamento), melhoria dos procedimentos de manutenção e instalação de equipamentos *offshore*, técnicas de prevenção e/ou controle da parafinação, adaptação dos sistemas flutuantes de produção em plataformas semi-submersíveis (engenharia básica e de detalhamento) e desenvolvimento conceitual de sistema de separação submersa (SSS).

Serão aprofundados, ainda neste capítulo, os esforços tecnológicos realizados neste subconjunto de projetos da amostra, analisando cada grupo de projetos identificados com a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno. Vale ressaltar que o mais importante grupo de projetos de pesquisa relaciona-se com os equipamentos e sistemas *offshore*. Outro grupo de projetos de pesquisa com a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno relaciona-se aos procedimentos para instalação e manutenção de equipamentos marítimos e *softwares* de definição de linhas e/ou *risers*.

O PROCAP 1000 contemplou uma parte significativa de projetos de desenvolvimento de equipamentos, peças e componentes dos sistemas de produção *offshore* e critérios de construção dos mesmos. Ao todo, 22 projetos envolviam fabricação, testes e normas técnicas de engenharia de detalhe para fabricação, o que representava cerca de 18,96% do PROCAP 1000. Estes projetos tiveram coordenação partilhada pelo CENPES e pelos departamentos de E&P. Na amostra selecionada, foram 8 os projetos envolvendo equipamentos e/ou normas técnicas, representando cerca de 36,36% do total dos projetos que envolveram desenvolvimento de critérios para especificação e detalhamento de equipamentos.

Tabela 16
 Projetos de Pesquisa do PROCAP 1000
 que Envolveram o Desenvolvimento de Equipamentos
 Total e Amostra

Órgão Coordenador	PROCAP 1000		Amostra do PROCAP 1000	
	Total	Percentual %	Total	Percentual %
CENPES	10	45,45	5	63,00
SERMAT	6	27,27	1	12,00
Departamentos da E&P	6	27,27	2	25,00
Total	22	100,00	8	100,00

Fonte: PETROBRÁS/SERMAT, 1992

Entre os projetos de pesquisa coordenados pelo CENPES, houve programas de transferência tecnológica e acordos de cooperação técnica com empresas de engenharia e fabricantes internacionais. Estes projetos se caracterizaram pelo domínio tecnológico envolvendo aspectos conceituais, básicos e detalhe de equipamentos. Neste grupo também se encontravam projetos de desenvolvimento do sistema de separação multifásica, considerado uma inovação radical na indústria petrolífera nacional e internacional.

Nos projetos sob responsabilidade do CENPES, prevaleceu a participação externa internacional, principalmente de empresas de engenharia e fabricantes de equipamentos. Vale ressaltar que apenas um dos projetos analisados, nesse subconjunto, apontou esforço da Companhia em promover o desenvolvimento junto aos fabricantes e empresas de engenharia nacionais. Todavia, com a mudança nas diretrizes da PETROBRÁS, no final dos anos 80, essa iniciativa perdeu relevância, e vários equipamentos passaram a ser desenvolvidos por fabricante internacional com sede no país.

Nos projetos coordenados pelo SERMAT, predominou o desenvolvimento de especificações técnicas para auxiliar a fabricação de equipamentos com empresas atuantes

no mercado e buscou-se identificar fornecedores potenciais para equipamentos adequados às atividades de E&P em águas profundas. Neste grupo de projetos, as linhas e/ou risers de produção destacaram-se como componentes críticos, devido ao fato de terem sua produção restrita a um fabricante estrangeiro.

Nos projetos de equipamentos coordenados pelos departamentos de E&P, foram fundamentais para o desenvolvimento da pesquisa as recomendações e conhecimentos técnicos destas respectivas áreas, envolvendo conhecimento básico e de detalhe do projeto. Um aspecto importante, ressaltado nesses projetos, é a consolidação do conhecimento adquirido através da aprendizagem tecnológica, o que proporcionou a sistematização e difusão do conhecimento para o quadro de pessoal técnico da Empresa. Outro aspecto que acresce a este último é a maior interface entre as áreas de atividades em E&P e o CENPES, pois, tanto a coordenação desses projetos, ao ser realizada pelas áreas gerenciais e operacionais de E&P, garantia maior poder de decisão e adequação de suas atividades, como as equipes mistas formadas por profissionais da área operacional (base de Macaé), gerencial (sede da Empresa) e do Centro de P&D, aumentavam o fluxo dos canais de informação técnica entre os agentes internos envolvidos no processo de inovação.

Analisando-se os projetos relacionados com critérios para especificação e/ou fabricação de equipamentos da amostra do PROCAP 1000 agrupados por coordenação, pode-se tecer algumas considerações sobre o papel desse programa no processo de inovação dos fornecedores. A análise desses projetos sofrerá dois tipos de recorte: natureza do esforço tecnológico e perfil dos agentes de inovação envolvidos.

Nos projetos coordenados pelo CENPES, prevaleceu, como objetivo básico, a absorção de conhecimento tecnológico de equipamentos que não estava completamente dominado pela Companhia. Nesse sentido, os projetos desse grupo envolveram programas de transferência de tecnologia e aumento do conhecimento técnico em equipamentos, o que, por sua vez, levou à intensificação da capacitação em projeto conceitual e básico, chegando

ao nível de detalhamento. Por outro lado, esse desenvolvimento aumentou o poder de especificação do equipamento e deu maior controle durante o processo de fabricação de equipamentos, que, ainda, não haviam sido concebidos para atuar em regiões muito profundas.

A estratégia adotada também tinha como propósito aumentar o poder de negociação *ex-post* da Companhia no mercado fornecedor. Ademais, foram identificados, nesse grupo de projetos, alguns equipamentos que envolveram processo pioneiro de fabricação no país e no mundo, demandando elevado conhecimento tecnológico e exigia a atuação do CENPES, desde o estágio de construção do protótipo até o desenvolvimento final do equipamento, caso observado no veículo de operação remota para atuar em LDA, de até 1000 metros.

Finalmente, nesse grupo também identificaram-se projetos para adequar as normas e/ou critérios técnicos de engenharia para utilização de materiais alternativos (fibras sintéticas, novos metais, etc.) em sistemas de E&P *offshore*. Sendo assim, o CENPES realizou vários estudos nas seguintes áreas: I) conhecimento conceitual de sistemas de produção; II) normas técnicas utilizadas para detalhamento de projeto; III) estado da arte dos novos equipamentos aplicados em atividades marítimas. Quanto a participação externa, privilegiou a participação de universidades e fabricantes nacionais e, com participação menor, as empresas estrangeiras de engenharia. Neste grupo de projetos, o CENPES cumpriu a dupla função de intermediador-repassador do conhecimento tecnológico da empresa.

Nos projetos sob coordenação do SERMAT, voltaram-se para o desenvolvimento de fornecedores alternativos de equipamentos em áreas na qual prevalecem mercados de elevado grau de monopólio. Nesses projetos, objetivava-se aumentar a especificação de componentes e incentivar o desenvolvimento técnico de outras empresas fornecedoras, conseqüentemente aumentando o grau de concorrência no mercado fornecedor. Com esse

intuito, foi firmado um acordo de cooperação tecnológica que favorecia a troca de informações visando desenvolver a área técnica e fabril das empresas interessadas. Vale destacar a expressiva participação de fornecedores estrangeiros no setor de equipamentos *offshore*.

No grupo de projetos que tiveram sua coordenação realizada pelos departamentos de E&P, observam-se projetos fortemente inclinados à incorporação de especificações técnicas da experiência operacional, contribuindo na definição dos critérios e especificações do projeto do equipamento. Observou-se a importância dada à ampliação da especificação de normas e/ou critérios técnicos, para otimização e aplicação de materiais alternativos e a recomendação de novos equipamentos nos projetos de investimentos em campos *offshore*. Neste caso, a participação de fabricantes nacionais foi maior, tendo menor participação as universidades e as empresas de engenharia. A partir das especificações dos projetos de equipamentos coordenados pelos departamentos de E&P, constata-se a presença de conhecimento mais endógeno, baseado em Tentativa & Erro, cujo processo de aprendizagem da PETROBRÁS foi determinante à capacitação dos fabricantes nacionais em partes do sistema de E&P *offshore*.

O outro grupo de projetos, identificados através da amostra dentro da estratégia endógena, está relacionado com sistemas de instalação e manutenção de equipamentos *offshore*, *softwares*, para definição de linhas e/ou *risers* e procedimentos otimizados na definição das plantas de facilidades (de processo) de produção. Desses 8 projetos de pesquisa da amostra do PROCAP 1000, apenas 2 tiveram sua coordenação realizada por departamentos de E&P.

Tabela 17
 Projetos de Pesquisa da Amostra do PROCAP 1000 Envolvidos
 com Manutenção de Equipamentos e Desenvolvimento de *Softwares*

Órgão Coordenador	Total	Percentual %
CENPES	6	75,00
Departamentos de E&P	2	25,00
Total	8	100,00

Fonte: Elaboração própria, extraído do Relatório do PROCAP 1000, 1991

Cabe tecer algumas considerações acerca dos projetos de pesquisa que foram coordenados pelos CENPES. Primeiramente, essas pesquisas tiveram suporte significativo das universidades nacionais, no esforço de capacitação da PETROBRÁS que, por sua vez, foi importante na formação de recursos humanos para a própria instituição científica. Outro aspecto observado nesses projetos trata da importância do estreitamento da relação entre o CENPES e dos departamentos de E&P, principalmente com a área operacional. Esses fatores permitiram o desenvolvimento de *softwares* para análise dinâmica das linhas e/ou *risers* flexíveis, melhor definição de critérios de plantas de processo das plataformas (facilidades de produção) e dos métodos de manutenção de equipamentos. Quanto aos projetos presentes na estratégia endógena, coordenados pelos departamentos de E&P, os mesmos participaram do desenvolvimento de critérios e de *software* de definição de *risers* e/ou linhas *offshore*.

Tabela 18
Número de Participações Externas na Estratégia Endógena

	Nacional	Percentual %	Internacional	Percentual %	Total
Indústria	6	75,00	2	25,00	8
Firmas de Engenharia	1	33,33	2	67,00	3
Universidade	3	100,00	-	0,00	3
Total	10	-	4	-	14

Fonte: Relatório do PROCAP 1000, 1991

Como pode ser observado, a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno envolveu maior número de participantes externos locais, principalmente das indústrias de bens de capital (75,00%) e das universidades (100,0%). No conjunto, a participação externa nacional representou cerca de 71,43% desses projetos de pesquisa.

Em síntese, a maior parte dos projetos de pesquisa do PROCAP 1000 se insere na estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, envolvendo, principalmente, a concepção de equipamentos para intervenção em águas profundas. Observa-se que essa estratégia foi mais uma etapa da trajetória de consolidação do conhecimento da Companhia, inaugurada pela capacitação na definição da arquitetura e critério de fabricação do equipamento, sendo aprofundada com o desenvolvimento da tecnologia com o intuito de completar o ciclo de domínio do conhecimento.

O PROCAP 1000 representa, também, uma segunda fase de industrialização substitutiva de importações (ISI), muito mais voltada para o domínio do processo de fabricação de sofisticados equipamentos pertencentes ao sistema de produção marítimo. O surgimento da indústria de bens de capital de equipamentos petrolíferos estava associado à capacidade de compra da estatal junto ao mercado fornecedor local. Ademais, ISI se apoiava na necessidade da Companhia em facilitar o fornecimento de peças e reduzir as pressões que a importação das encomendas de bens de capital traziam à balança comercial.

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

A estratégia de desenvolvimento endógeno da tecnologia na PETROBRÁS, em sua primeira fase, contribuiu para a constituição de mercado fornecedor de equipamentos na área de refino. Na década de 80, a demanda da empresa voltou-se para a área de equipamentos de E&P, principalmente para suprimento *offshore*. Tal estratégia permeava as iniciativas de diversas áreas da empresa refletidas no fato de o PROCAP 1000 abrigar, de modo proposital número significativo de projetos de desenvolvimento de equipamentos *offshore*. Projetos estes que conjugavam um *mix* da necessidade da empresa em deter o domínio tecnológico do ciclo do produto (do projeto conceitual até processo de detalhamento para fabricação), conhecimento que facilitava a colocação de encomendas do equipamento no mercado, tendo ainda a possibilidade de criar novos fornecedores. Quando foi criado o PROCAP 1000, ainda existia, no SEMART, uma divisão responsável pela nacionalização de equipamentos (DINA) que acompanhava a evolução do mercado fornecedor no país e o impacto da política de compra da empresa, principalmente quanto ao desenvolvimento da indústria de bens sob encomenda, para o setor petrolífero nacional.

Todavia, a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno apresentou alguns impasses importantes ao processo de aprendizagem. Ao envolver muito pouco os fabricantes locais, no desenvolvimento da inovação, a empresa acabou sem obter parceiros com condições de realizar a fabricação de componentes e/ou equipamentos (fase posterior). Associado a esta última fase, o processo endógeno apresenta um ciclo mais longo de maturação da inovação, o que tornou os equipamentos obsoletos para a rápida implementação em projetos de investimento.

A estratégia de desenvolvimento endógeno, prioritária nos esforços presentes no PROCAP 1000, também conviveu com a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo e teve reflexos importantes na forma de organização da P&D na companhia.

4.4 Avaliação da Estratégia de Desenvolvimento Tecnológico Cooperativo

A estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo esteve presente nos projetos que envolveram novo conhecimento para a Companhia, como as plataformas de pernas atirantadas, sistemas de bombeamento multifásico, *swivel* múltiplo e *softwares* para análise de comportamento e/ou resistência em tubulações. As três principais características associadas à estratégia cooperativa são: I) envolvimento de participantes externos; II) contratos multiclientes e III) aprendizagem organizacional.

4.4.1 *Envolvimento com participantes externos*

Analisando-se a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo, algumas características tornam-se visíveis, sobretudo o nível de envolvimento externo. A participação de agentes externos internacionais aumenta, principalmente o envolvimento das firmas de engenharia (71,43%), nos esforços de inovação realizados no conjunto de projetos da amostra do PROCAP, identificados com o esforço cooperativo. Todavia, o segundo maior conjunto de instituições envolvidas nesses projetos de pesquisa é composto pelas universidades nacionais, conforme demonstrado na tabela 19.

Tabela 19
Número de Participações Externas na Estratégia Cooperativa

	Nacional	Percentual %	Internacional	Percentual %	Total
Indústria	2	66,67	1	33,33	3
Firmas de Engenharia	--	0,00	6	100,00	6
Universidade	5	71,43	2	28,57	7
Total	7	--	9	--	16

Fonte: Relatório do PROCAP 1000, 1991

Comparando a estratégia cooperativa com a estratégia endógena, pode-se dizer que houve uma ampliação da parceria externa e uma redefinição dos agentes que participam dos esforços de inovação. No caso da estratégia cooperativa, as empresas internacionais de engenharia passam a ter um papel importante no processo de desenvolvimento do novo conhecimento, juntamente com as universidades nacionais. Em vista disso, pode-se supor que, no processo de geração de novo conhecimento, a empresa petrolífera estatal concentrava seus esforços junto às instituições científicas, relegando a segundo plano as indústrias e as firmas de engenharia no país. Nesta nova estratégia, as universidades são chamadas a participar mais ativamente do processo de inovação.

A importância das empresas de engenharia internacionais e da universidade também se reforçou por estes agentes estarem favorecendo o acesso a fontes de conhecimento tecnológico de fronteira, principalmente dos países avançados. Ademais, a articulação da PETROBRÁS com as empresas de engenharia e universidades se traduziu também na consolidação de novas formas de contratação e parcerias firmadas através de projetos multiclientes com o objetivo de viabilizar o desenvolvimento tecnológico.

4.4.2 Processo de inovação na contratação e relação de conhecimento tecnológico: os projetos em regime de contratos multiclientes

O estabelecimento de projetos multiclientes¹¹ difunde-se na indústria petrolífera internacional pelos seguintes fatores:

- I. viabilização de estudos em novas áreas de conhecimento tecnológico, onde o risco e a incerteza ainda são muito altos;
- II. diminuição de barreira à entrada relacionada aos custos de acesso ao novo conhecimento;
- III. identificação das empresas petrolíferas, interessadas no desenvolvimento de novos sistemas tecnológicos *offshore* e no conhecimento voltado para áreas de especialização restrita;
- IV. relevância na diversidade de experiências das companhias petrolíferas interessadas e no processo de aprendizagem tecnológica, como *input* importante no processo de elaboração do novo conhecimento. A relação com empresas estrangeiras também envolveu alguns projetos que resultaram em processos de transferência tecnológica de equipamentos, peças e componentes, bem como dos sistemas de E&P.

Nos projetos da amostra do PROCAP 1000 que envolveram a estratégia cooperativa, os projetos multiclientes foram relevantes para acesso ao novo conhecimento em várias áreas, conforme ilustrado Quadro 5.

¹¹ Havia quase sempre mais de uma empresa ou instituto de pesquisa participando dos contratos multiclientes. Ao lado da instituição que era responsável pela condução do projeto, estavam presentes diversos participantes financiadores.

Quadro 5
Contratos Multiclientes nos Projetos da Amostra que Envolveram
Estratégia Cooperativa do PROCAP 1000

Linhas de pesquisa tecnológica	Áreas de conhecimento tecnológico	Número de Multiclientes por linha de projetos de pesquisa
Sistema de Amarração	Testes de ancoragem em larga escala, critério de <i>design</i> de sistema de ancoragem	1
Estrutura	Configuração de TLP de concreto, projeto de torre fixa para águas profundas, composite da perna da plataforma, corrosão e fadiga e soldagem em aços de alta resistência.	1
Gerais	Análise e confiabilidade de instalações submarinas, estudo de colapso de dutos submarinos.	2
Inovação	Desenvolvimento do sistema de bombeio multifásico e de (TLP)	2
Poço e reservatório	Tecnologia de controle de produção de areia em poços direcionais (<i>gravel pack</i>).	1
Navio	Desenvolvimento de <i>swivel</i> múltiplo	1
<i>Risers</i>	Projetos de <i>risers</i> flexíveis	1
Total		09

Fonte: SECOMT/PETROBRÁS, 1992

A participação expressiva em multiclientes sinaliza, entre vários aspectos, a mudança de postura no processo de desenvolvimento tecnológico da PETROBRÁS, profundamente marcado por dois estilos bastante distintos: compra de pacotes tecnológicos (*black box*) e desenvolvimento endógeno de sistemas tecnológicos (sem parcerias externas). A formação de consórcios de pesquisa constitui-se em arranjos institucionais que favorecem a montagem de redes de inovação, estabelecendo, entre os diferentes agentes, canais de informações técnicas e desenvolvimento de conhecimento compartilhado (FREITAS, 1993).

A participação da universidade nacional contribuiu para o processo de absorção de novos conhecimentos, reforçando a aprendizagem tecnológica da empresa. Uma das maiores características desse programa é o aumento da interface da Companhia com instituições científicas, de forma mais articulada com relação ao CENPES. Ademais, também

foi observado um aumento da relação entre a universidade e as áreas operacionais de E&P da empresa.

A utilização de consórcio de pesquisa pode ser interpretada como mudança organizacional na PETROBRÁS, quanto à sua participação mais ativa na gênese do ciclo de inovação, comportamento pouco percebido em outros momentos nesta Companhia. Nesse sentido, o PROCAP 1000 pode ser interpretado como um instrumento de difusão dessa modalidade de contratação e/ou forma de parceria, no intuito de desenvolver o conhecimento tecnológico, particularmente através dos multiclientes.

Outro aspecto que está relacionado com o processo de aprendizagem proporcionado pelos multiclientes, diz respeito ao monitoramento de inovações radicais na indústria petrolífera *offshore*, particularmente com o desenvolvimento de novas concepções de produção, novos procedimentos para realização das atividades de Exploração & Produção (E&P), aplicação de novos materiais na construção de sistemas de E&P, tecnologias de exploração e perfuração de reservatórios, etc.

As empresas participantes de consórcios de pesquisa passam a ser vistas, no setor, como agentes de inovação integrados ao novo conceito de desenvolvimento tecnológico, que vem apresentando crescimento na indústria petrolífera internacional. A formação de redes de inovação tem sido um dos mais importantes arranjos inter-institucionais nesse setor.

Uma característica que se encontra associada à difusão da cultura do consórcio é a maior participação da comunidade acadêmica, local e estrangeira, nesse novo arranjo, que propicia a construção do conhecimento tecnológico. As instituições científicas passaram a participar mais intensamente do processo de desenvolvimento tecnológico, através de contratos junto à Companhia. Esse estreitamento de relações entre a PETROBRÁS e a comunidade científica local promoveu a formação e a consolidação de equipes de pesquisa

no país, nas áreas de estrutura naval, engenharia robótica, novos materiais, técnicas avançadas de tratamento e sistematização de dados meteoceanográficos, análise dinâmica e estática de equipamentos submarinos, bem como análise das propriedades (mecânicas) das rochas. Ademais, essa demanda da Companhia reforçou a necessidade da comunidade acadêmica do país em aumentar sua relação com a comunidade internacional.

Como o multiciente tem por objetivo desenvolver um determinado conhecimento que interessa a vários participantes, não se restringindo a uma resolução que equacione o problema de apenas um determinado participante, isto faz com que esse consórcio apresente um *mix* de investigação teórica, associado ao conhecimento técnico-operacional de cada uma das instituições participantes.

Nos consórcios presentes na amostra de projetos do PROCAP 1000, aparecem como principais colaboradores locais apenas as universidades nacionais, não se evidenciando a participação de empresas de engenharia ou mesmo da indústria. Vale ressaltar que essa constatação foi evidenciada no PROCAP 1000 como um todo. Esta observação permite tecer algumas considerações. A primeira refere-se à natureza do esforço realizado pelo programa, concentrado na capacitação tecnológica, através da qual a Companhia consolidou o processo de aprendizagem operacional, organizacional e aprofundou o conhecimento conceitual das tecnologias de E&P *offshore*. Essa capacitação (em conhecimento tecnológico conceitual e básico) demandou maiores esforços das instituições científicas, mas envolveu, em menor proporção, fabricantes nacionais (executores de testes, fabricação e instalação). Devido às mudanças no cenário internacional do setor petrolífero e às profundas transformações por que vem passando a Companhia, houve uma retração no seu volume de compras que, por sua vez, comprometeu a capacitação do fornecedor nacional. Conseqüentemente, a PETROBRÁS mudou a estratégia de desenvolvimento tecnológico, até então utilizada.

4.4.3 *Mudanças nas formas de organização da inovação e processo de aprendizagem organizacional na PETROBRÁS no PROCAP 1000*

O processo de aprendizagem, partilhado pelos departamentos operacionais e o centro de P&D da empresa, pode ser traduzido pela montagem de uma rede interna, em que vários departamentos e/ou centros de pesquisa colaboravam na execução dos projetos de pesquisa do PROCAP 1000. Analisando-se a amostra e, principalmente, os projetos desse programa relacionados com a estratégia de desenvolvimento cooperativo, pôde ser constatado que todos os projetos foram realizados conjuntamente entre vários departamentos da empresa e o CENPES.

O processo de aprendizagem organizacional da empresa insere-se na nova estratégia de desenvolvimento tecnológico mais cooperativo, na medida em que a gestão partilhada promove uma ruptura no *modelo linear* de inovação, no qual o CENPES e os próprios departamentos passam a ter novos papéis. No *modelo linear*, o processo de inovação começava pela geração, transferência e/ou adaptação do conhecimento pelo Centro de Pesquisa da Companhia. Em seguida, esta tecnologia era recomendada para as áreas gerenciais, responsáveis por transmiti-la às áreas operacionais de E&P. Nesse *modelo*, as áreas gerenciais e operacionais eram muito pouco envolvidas no processo de definição da agenda de pesquisa tecnológica da empresa. Por outro lado, até o final da década de 70, a demanda por pesquisa tecnológica das áreas operacionais voltava-se muito mais para realização de serviços técnicos (*trouble shouting*). A reorientação das atividades da empresa para o *offshore*, cada vez mais profundo, foi ampliando as demandas tecnológicas das áreas de E&P, fazendo-se necessários novos padrões de relacionamento entre estas áreas e o centro de P&D da empresa.

Nesse sentido, o PROCAP 1000 representa um embrião do processo de definição da agenda de pesquisa, tornando a gestão compartilhada importante para a empresa. A relação estabelecida entre várias áreas de E&P e o centro de P&D da Companhia, durante a

implementação do primeiro PROCAP, reflete aspectos relacionados com a gestão matricial amplamente adotada, partilhando responsabilidades com todos os departamentos executores do programa.

A experiência bem-sucedida do primeiro PROCAP traz, também, algumas novas práticas que se generalizam enquanto modelo de gestão de projetos tecnológicos, como a concepção de programa de pesquisa por área temática, experiência que se difundiu através da montagem de vários programas de pesquisa da Companhia, no refino e, no tratamento ambiental, entre outras áreas. Esse programa representa parte do movimento de mudança do modelo de administração tecnológica da Companhia, marcado pelo estreitamento da relação entre o Centro de Pesquisa e as áreas operacionais. Estas mudanças passaram a acontecer na Companhia na primeira metade da década de 80, com o surgimento do modelo integrado de orientação tecnológica estratégica, quando foram criados os comitês tecnológicos estratégicos e os comitês tecnológicos operacionais (CTE e CTO). Tais comitês contribuíram no sentido de aumentar a atuação matricial e ampliar a interdisciplinaridade das atividades de P,D&EB da companhia.

O sistema de comitês tecnológicos tinha como objetivo promover uma gestão partilhada entre a atividade de P,D&EB na empresa, Centro de Pesquisa e os departamentos. Esse modelo de gestão orienta as diretrizes tecnológicas, bem como reforça o processo de tomada de decisão e a priorização de projetos estratégicos da Companhia. O PROCAP 1000 insere-se no contexto de mudança do modelo de administração tecnológica, profundamente marcado por iniciativas que procuram combinar as necessidades das áreas operacionais e, ao mesmo tempo, estar à frente do desafio concreto da nova fronteira *offshore* para as atividades de E&P da Companhia (BARELLI JR. *et alii*, 1994).

Este programa tecnológico, ao consolidar o processo de montagem de redes de inovação, orientou a inserção da empresa no cenário internacional, na busca de novas fontes de conhecimento para águas profundas, através da participação nos multiclientes.

Essa modalidade de contratação externa de conhecimento pode ser considerada uma das mais importantes inovações difundidas na Companhia através do programa. A partir da análise dos impactos econômicos, proporcionados pelos projetos que envolveram multiclientes, observou-se que esses alcançaram um resultado na relação custo/impacto um pouco menor do que o alcançado pelo conjunto de projetos da amostra. Por esse resultado, percebe-se que os consórcios de pesquisa podem alcançar resultados satisfatórios, envolvendo custo menor no processo de desenvolvimento, além de permitir o acesso a novos canais de conhecimento tecnológico e a participação desses esforços em igualdade de condições, juntamente com outras empresas do setor.

Outro aspecto relevante presente no primeiro PROCAP, relacionado ao domínio tecnológico, consiste na utilização dos programas de transferência de tecnologia associados aos termos dos contratos firmados junto às empresas projetistas. A PETROBRÁS introduzia uma cláusula, no contrato, que envolvia desde a participação de técnicos da empresa, no desenvolvimento do projeto básico, até a liberação da documentação técnica do projeto. No caso, estas equipes de técnicos acompanhavam, passo a passo, a realização do projeto básico pela projetista estrangeira. Em alguns casos, também eram montadas equipes de técnicos na PETROBRÁS, responsáveis em realizar o mesmo projeto básico encomendado às instituições do exterior. Essas *equipes espelho* (equipes de técnicos) trocavam informações com aquelas que acompanhavam os projetos junto às empresas internacionais de engenharia, o que permitiu aumentar o processo de aprendizagem da empresa. Oportunamente, os técnicos das duas equipes da PETROBRÁS sistematizavam o conhecimento adquirido e ministravam cursos e/ou treinamentos para outros grupos técnicos da Companhia. Isto permitia a rápida difusão do conhecimento nas áreas gerenciais e operacionais de E&P da empresa.

Outro importante aspecto da aprendizagem organizacional, ocorrido durante o programa tecnológico, refere-se à redução do tempo de aplicação de novos conhecimentos

na Companhia. Com o aumento do fluxo de informações técnicas, entre os departamentos de produção e o CENPES, vários conhecimentos desenvolvidos de forma partilhada foram aplicados antes mesmo de os projetos terem apresentado seus resultados e serem concluídos ou ainda, antes que várias recomendações e/ou *inputs* oriundos do campo de operações permeavam a orientação dos projetos de pesquisa do PROCAP 1000.

Nesse caso, também deve ser ressaltado um importante estreitamento da relação do usuário final da tecnologia (áreas operacionais de E&P) com o CENPES. Através da formação das equipes mistas de pesquisa, envolvendo departamentos de E&P e o CENPES ou mesmo, através da maior articulação entre o Centro de Pesquisa e a área de operações, o processo de transferência de tecnologia tem sido mais rápido. Esta última constatação tem sido a maior responsável pela rápida adoção e/ou adaptação do conhecimento à realidade das áreas de E&P. Exemplos dessas constatações estão presentes no projeto de técnicas de prevenção de parafinação e no projeto de desenvolvimento do *template/manifold*. Ademais, a Companhia vem utilizando os espaços de atividades de E&P para testar tecnologias, transformando-se em laboratório em escala real de desenvolvimento de conhecimento *offshore*. Essas questões reforçam o processo de aprendizagem organizacional (LLERENA, 1996) e interativo (LUNDVALL, 1988) entre as atividades de E&P e o centro de P,D&EB.

De alguma forma, as duas estratégias apresentaram benefícios econômicos que foram identificados pela análise dos projetos do PROCAP 1000. A amostra de projetos do PROCAP 1000 apresenta uma série de impactos econômicos, os quais serão observados, de forma agregada, no próximo item.

4.5 Análise Econômica da Amostra dos Projetos de Pesquisa do PROCAP 1000

Nas últimas décadas, vem ganhando importância o desenvolvimento de metodologias que permitem a avaliação do processo inovativo. Durante este trabalho de tese aplicou-se

ferramenta analítica desenvolvida pelo BETA (Bureau d'Economie Théorique et Appliquée) da Universidade de Estrasburgo, na França, que enfoca os impactos econômicos do processo inovativo, particularmente avaliando grandes programas tecnológicos implementados na Europa¹².

A metodologia do BETA¹³ subdivide os impactos econômicos em diretos e indiretos; enquanto o primeiro mede o benefício econômico relacionado ao objetivo principal e norteador do esforço de desenvolvimento tecnológico, o segundo mensura o impacto não esperado pelo projeto de pesquisa. Esses impactos são quantificados através do aumento das vendas ou através da diminuição do custo (BACH *et al.*, 1994).

No âmbito da amostra do PROCAP 1000, os impactos diretos foram responsáveis por mais de 70% dos benefícios obtidos nesse programa. Todavia, estes impactos estiveram presentes em um número menor de projetos do PROCAP 1000.

As profundas revisões na política de investimentos da Companhia, a partir da década de 90, conforme observado no capítulo anterior. De fato, desde o final dos anos 80, a empresa nacional tem realizado sucessivos cortes nos investimentos, particularmente aqueles destinados às atividades de Exploração & Produção (E&P), o que comprometeu várias aplicações que foram definidas na primeira metade da década de 80, quando foi aprovado o PROCAP 1000¹⁴. Neste sentido, vários projetos do programa tiveram sua implantação inviabilizada, devido à restrição orçamentária da Companhia. Por outro lado, devido ao longo tempo de maturação do conhecimento endógeno, este mesmo inviabilizou determinadas tecnologias que se tornaram obsoletas e constavam entre alguns dos projetos desenvolvidos pelo programa tecnológico.

¹² Para maiores detalhes ver Apêndice Metodológico.

¹³ A quantificação dos impactos foi realizada através de consulta e entrevistas feitas com os coordenadores dos projetos do PROCAP 1000, bem como os principais participantes e usuários finais do conhecimento logrado pelo projeto de pesquisa da amostra do PROCAP. Foram realizadas entrevistas que permitiram acompanhar o ciclo de inovação presente no projeto do programa.

¹⁴ Para maiores detalhes ver capítulo 3 desta tese.

Na tabela 20, são apresentados o custo dos projetos e os impactos diretos e indiretos obtidos pela amostra do PROCAP 1000. O custo total do projeto está relacionado ao dispêndio da PETROBRÁS e de outras instituições. Vale ressaltar que estão sendo computados apenas os custos dos projetos e não o custo total da inovação. Analisando, de forma agregada, a relação impacto/custo da amostra do programa da PETROBRÁS quanto aos impactos diretos e indiretos, observou-se 12,32 e 6,43, respectivamente. Tal avaliação foi dividida entre dois intervalos de tempo, sendo o primeiro de 1987 até 1997, enquanto o segundo compreende de 1998 até 2007. Este recorte temporal auxilia a compreensão da evolução dos impactos econômicos do programa, pois muitos projetos começaram a proporcionar resultados a partir de 1987, enquanto outros projetos apresentaram impactos somente depois de 1997.

A relação impacto/custo dos projetos da amostra para a PETROBRÁS atingiu 12,91 (no intervalo de 1987 até 1997) e 20,26 (de 1998 até 2007), ao passo que, para as outras instituições envolvidas, esta relação foi de 4,89 (1991 até 1997) e 4,95 (1998 até 2007). Em síntese, a relação da amostra dos projetos do PROCAP 1000 gerou uma relação impacto/custo de 12,12 (de 1987 até 1997) e 18,75 (de 1998 até 2007)¹⁵.

¹⁵ A relação Impacto/Custo da amostra do PROCAP é alta, atingindo 18,75 se comparados com os resultados obtidos por grandes programas europeus como Brite-Euram (1992) e Hpcn Esprit (1996) que atingiram 17,4 e 12,23, respectivamente. Para maiores detalhes ver Furtado (1998).

TABELA 20
IMPACTOS AGREGADOS (em mil reais de novembro/1996)

IMPACTOS	PETROBRÁS	OUTROS	%	TOTAL
IMPACTOS DIRETOS	614.896.052	20.000	65,71	614.916.052
IMPACTO DIRETO/CUSTO	12,32			
IMPACTOS INDIRETOS	296.451.105	24.442.271	34,29	320.893.376
IMPACTO INDIRETO/CUSTO	6,43			
<i>Tecnológicos</i>	205.940.187	18.953.726	24,03	224.893.913
Produto	0	2.160.366	0,23	2.160.366
Processo	205.485.610	281.885	21,99	205.767.495
Serviço	340.427	16.511.475	1,80	16.851.902
Patentes	114.150	0	0,01	114.150
<i>Organizacional</i>	7.261.096	0	0,78	7.261.096
Gerência de Projetos	0	0	0,00	0
Mudança Organizacional	7.261.096	0	0,78	7.261.096
Gerencial	0	0	0,00	0
<i>Comercial</i>	58.812.788	247.903	6,31	59.060.691
Redes	1.170.341	125.454	0,14	1.295.795
Concorrencial	57.642.447	122.449	6,17	57.764.896
<i>RH</i>	24.437.034	5.240.642	3,17	29.677.676
Massa Crítica	23.951.423	3.702.991	2,96	27.654.414
Formação de RH	485.611	1.537.651	0,22	2.023.262
CUSTO TOTAL DOS PROJETOS	44.976.931	4.941.575	--	49.918.506
TOTAL DE IMPACTOS ATÉ 2007	911.347.157			935.809.428
IMPACTO/CUSTO	20,26	4,95		18,75
TOTAL DE IMPACTOS ATÉ 1997	580.743.092	24.142.947		604.886.039
IMPACTO/CUSTO	12,91	4,89		12,12

Fonte: Furtado *et alii*, 1998, com modificações

Impõem-se aqui um esclarecimento sobre a menor relação impacto/custo verificada nas instituições participantes, porque o trabalho de campo foi prejudicado, vez que algumas

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

instituições não puderam ser consultadas por vários motivos¹⁶. Durante a pesquisa foi avaliada, apenas, a participação de 2 empresas nacionais e 7 universidades.

A maior freqüência de impactos indiretos em projetos do PROCAP 1000, também expõe o *modelo linear de inovação* à crítica, modelo este presente na estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno. Esta estratégia de desenvolvimento considerava os projetos de investimento como uma decorrência natural e previsível dos investimentos em P&D. Na opinião de Furtado *et al.* (1998: 29):

“...a observação empírica da maior freqüência dos impactos indiretos confirma a crítica que se faz ao modelo linear de inovação, modelo este que dá suporte teórico para a previsão de resultados e para a análise de rentabilidade de projetos. Espera-se, de acordo com essa concepção, que os impactos correspondam aos objetivos inicialmente formulados nos projetos. Ora, os impactos indiretos são muito mais freqüentes do que os impactos diretos. A relação em número de projetos é de 27 para 8 e em número de impactos de 74 para 10, respectivamente.”

Observa-se que o *modelo linear de inovação* não compreende a incerteza e o risco como dimensões inerentes ao próprio desenvolvimento tecnológico.

Aprofundando a análise dos impactos indiretos, observou-se uma participação significativa dos impactos indiretos tecnológicos para a PETROBRÁS (70%), particularmente nos projetos da amostra do PROCAP 1000 que estiveram envolvidos no desenvolvimento, adequação e/ou otimização de processos técnicos do sistema de E&P (facilidades de produção e planta de processo, métodos de instalação, etc.) e dos subsistemas da plataforma, tais como equipamentos, peças e componentes (sistemas de amarração, padronização de partes da ANM, sistema, etc.).

O segundo maior impacto indireto, observado na amostra do PROCAP 1000, deve-se ao impacto indireto comercial concorrencial, com cerca de 6,17% do total, resultado de projetos relacionados ao desenvolvimento de fornecedores alternativos de equipamentos, peças e componentes *offshore*. Este esforço de suporte técnico aos novos fabricantes

¹⁶ A restrição encontrada durante a pesquisa de campo para identificação de técnicos em outras instituições que, porventura, poderiam ser entrevistados foi atribuída à mudança na equipe existente nas empresas participantes, falência da empresa, aposentadoria de funcionários da PETROBRÁS como de técnicos das instituições externas, entre outros.

proporcionou uma queda significativa no preço de vários itens adquiridos pela Companhia. De fato, o aumento da concorrência em áreas onde prevaleciam condições monopsonicas, associado ao aumento da capacitação técnica da PETROBRÁS nesses equipamentos, gerou dois efeitos positivos: I) o aumento de fornecedores no mercado, tornando os preços mais competitivos; II) esses projetos auxiliaram o processo de aprendizagem técnica que, por sua vez, permitiu melhor definição da arquitetura de equipamentos, assegurando um melhor poder de negociação da Companhia no mercado de bens de capital petrolífero *offshore*.

Exemplificando, itens críticos nos sistemas de E&P submarinos, como linhas/*risers* flexíveis e árvores de natal molhada (ANM), apresentaram uma redução de preço superior a 30%, proporcionada pelos distintos impactos tecnológicos e o comercial. No caso das ANM, este projeto de pesquisa consolidou o conhecimento da Companhia em aspectos conceituais, básico e de detalhamento, permitindo o domínio desde a concepção da arquitetura do equipamento, até o processo de fabricação. Tal equipamento sofreu grandes inovações incrementais, através do desenvolvimento da engenharia básica do Centro de Pesquisa da empresa, que conseguiu padronizar partes importantes da ANM.

Referida padronização tem permitido à PETROBRÁS intercambiar partes do mencionado equipamento, proporcionando: utilização de blocos de diferentes fabricantes, redução do preço do equipamento e do tempo de parada de poços para manutenção ou quaisquer outras atividades relacionadas com as operações de rotina na ANM. Antes do processo de padronização dos blocos da ANM, o equipamento era projetado sob encomenda. Quando um dos blocos apresentava problemas, o poço interrompia a produção e o equipamento era retirado para análise, apenas retomando à produção no momento em que a parte retirada passava pela manutenção e era reinstalada no poço. Essa operação suspendia a extração de óleo por semanas. Os esforços realizados para aumentar o domínio tecnológico do equipamento e, ao mesmo tempo, desenvolver uma ANM com tecnologia da própria Companhia foram alcançados, mas não tornaram a empresa detentora de uma

tecnologia comercializável no setor de equipamentos *offshore*, devido às rápidas mudanças que foram demandadas e introduzidas no equipamento pelos fabricantes.

Em todo caso, a PETROBRÁS absorveu conhecimento relacionado com a ANM, estando capacitada para melhor definir suas próprias concepções e padronizar partes desse equipamento, o que facilita suas operações de (des)instalação e reduz o tempo de manutenção. Ademais, a capacitação técnica da Companhia aumentou a troca de informações com o mercado fornecedor, reduzindo a relação de preços e serviços técnicos nesses equipamentos.

Outro importante impacto indireto identificado na amostra do PROCAP 1000, está relacionado à capacitação de recursos humanos da Companhia, com cerca de 3,17%. Esse impacto esteve ligado à formação de equipe de técnicos na empresa com domínio do conhecimento tecnológico envolvido nos projetos do programa.

Considerados como os menores efeitos no programa, os impactos indiretos organizacionais representaram 0,78% do conjunto da amostra pesquisada. Apesar de a quantificação apresentá-los como pouco expressivos, existem evidências da importância desse impacto na filosofia da empresa, frente à condução do processo de desenvolvimento tecnológico proporcionado pelo PROCAP 1000, como foi apontado pelos técnicos entrevistados da Companhia nas áreas operacional, gerencial de E&P e pelo próprio centro de P&D.

Apesar de as atividades de Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica (P,D&EB) fazerem parte das atividades da Companhia, os departamentos demandavam do CENPES, de forma predominante, a resolução dos problemas operacionais (*trouble shouting*) que surgiam durante a realização de rotinas de E&P *offshore* da empresa. O PROCAP 1000 ilustra parte dos esforços realizados pelo CENPES e as áreas de E&P, partilhando o processo de inovação.

Em entrevista realizada junto aos técnicos que trabalham nas áreas gerenciais e operacionais, mais de 70% afirmaram uma postura mais inovativa na experiência do PROCAP 1000, com o estreitamento da relação entre essas áreas e o centro de P,D&EB, fato observado desde o final da década de 80, principalmente nos esforços relacionados ao desenvolvimento tecnológico *offshore* profundo.

Sabendo-se que os multiclientes representaram no PROCAP 1000 uma importante fonte de aquisição de conhecimento e uma inovação na forma de contratação e/ou realização da pesquisa, foram identificados os impactos econômicos na amostra do programa. A relação entre impactos/custo dos projetos da amostra, em que houve consórcios multiclientes, foi de 15,88, que pode ser considerada significativa quando comparada com o resultado agregado alcançado pelo conjunto de projetos da amostra. Vale ressaltar que este resultado surpreende por ter uma elevada participação das instituições científicas, que, historicamente, apresentam pequena vocação para gerar resultados econômicos em suas atividades-fins.

Nos projetos da amostra, que envolveram a participação em consórcios de pesquisa (9 projetos), os impactos diretos foram maiores do que os impactos indiretos, cerca de 69,21% e 30,79%, respectivamente. Apresentando a mesma tendência observada na amostra, os impactos diretos nesse subconjunto de projetos também se apresentaram em número menor, apesar de atingirem maior valor econômico. Analisando os impactos indiretos, observou-se que os tecnológicos de processo apresentam-se em maior proporção, tanto para a PETROBRÁS como para as instituições de pesquisa participantes, cerca de 81,65% e 22,53%, respectivamente.

Outros impactos indiretos relacionados aos consórcios decorrem de mudança organizacional e comercial. Os impactos econômicos causados pela mudança na postura organizacional contribuíram com 0,63%, enquanto o impacto indireto comercial de redes atingiu 0,37%. Os multiclientes presentes nessa amostra envolveram maior monitoramento

das novas tecnologias que ainda estavam em fase de desenvolvimento, o que em parte explica sua pequena participação nesses impactos. Para as instituições de pesquisa, que participaram desses contratos, o impacto indireto comercial se traduziu, tanto no impacto indireto de redes, como no impacto indireto concorrencial, resultando em 5,14% e 5,02%, respectivamente.

Em ordem de grandeza, depois do impacto indireto tecnológico, o item recursos humanos proporcionou o maior impacto entre os projetos multiclientes. Para a companhia nacional, esse item atingiu cerca de 17,35%, no que se refere à formação de massa crítica e apenas 0,08% quando se trata de formação de técnicos especializados. A importância dos consórcios, firmados no âmbito dos projetos do PROCAP 1000, consolidou a formação de equipes de pesquisa em novas áreas de conhecimento na Companhia. Para as instituições Científicas e Tecnológicas (C&T), o impacto indireto comercial pode ser entendido como aumento da capacidade dessas instituições ao adquirirem novos contratos associados à companhia nacional e a outras empresas, permitindo o desenvolvimento de equipamentos que passaram a ser adquiridos a preços mais competitivos.

As instituições de pesquisa apresentaram impacto ainda maior em recursos humanos, conforme Tabela 21, representando 67% dos impactos indiretos alcançados por estas instituições participantes. Esse impacto se desdobra em constituição de massa crítica e formação de recursos técnicos, em cerca de 35,97% e 31,34%, respectivamente. Conforme pôde ser observado pelos números, os consórcios multiclientes proporcionaram a capacitação e a formação de equipes de pesquisa nas instituições científicas do país, reforçando a qualificação de pessoal técnico em áreas de interface do conhecimento básico e aplicado, além de serem áreas internacionalmente relevantes para a indústria petrolífera.

Tabela 21
Impactos dos Projetos com Parcerias em Consórcios Multiclientes
(R\$/novembro/1996)

IMPACTOS DOS MULTICLIENTES	PETROBRÁS	Instituição de Pesquisa	PETROBRÁS %	Instituição de Pesquisa %	TOTAL
CUSTOS DOS MULTICLIENTES	8.001.112	1.262.850	-	-	9.263.962
IMPACTOS DIRETOS	100.138.559	0	69,21	-	100.138.559
IMPACTOS INDIRETOS	44.557.389	2.440.659	30,79	100,00	46.998.046
<i>Tecnológicos</i>	36.381.639	549.960		22,53	36.931.599
<i>Produto</i>	0	0		0	
<i>Processo</i>	36.330.807	549.960	81,54	22,53	36.931.599
<i>Serviço</i>	0	0		0	
<i>Patente</i>	50.832	0	0,11		50.832
<i>Organizacional</i>	281.410	0	0,63	0,00	281.410
<i>Gerência de Projetos</i>	0	0		0	
<i>Mudança Organizacional</i>	281.410	0	0,63	281.410	281.410
<i>Gerencial</i>	0	0		0	
<i>Comercial</i>	164.065	247.903	0,37	10,16	411.968
<i>Redes</i>	164.065	125.454	0,37	5,14	289.519
<i>Concorrencial</i>	0	122.449	0,00	5,12	122.449
<i>Reputação</i>	0	0		0	
<i>Rh</i>	7.730.275	1.642.796	17,35	67,31	9.373.071
<i>Massa Critica</i>	7.696.626	877.830	17,27	35,97	8.574.456
<i>Formação de RH</i>	33.649	764.966	0,08	31,34	798.615

Fonte: Furtado *et alli*, 1998, com modificações

Em síntese, um dos aspectos importantes relacionados aos projetos de pesquisa do PROCAP 1000, que envolveram contratos multiclientes, é que estes estão mais relacionados com a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo. Como se pode observar,

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

comparando impactos diretos e indiretos das estratégias de desenvolvimento tecnológico endógeno e cooperativo, esta última estratégia apresenta retornos importantes.

4.6 Comentários Finais

Analisando o primeiro PROCAP, podem-se extrair várias reflexões sobre as profundas transformações no desenvolvimento tecnológico da Companhia. A estratégia do programa estava profundamente marcada pela adequação dos sistemas flutuantes de produção (SFP), particularmente as plataformas semi-submersíveis. Sendo assim, as atividades de P,D & EB orientaram-se para esses sistemas, de modo a proporcionar importantes inovações incrementais (*minor innovations*). As inovações radicais (*major innovations*) não representavam a orientação maior do programa, conseqüentemente poucos esforços da empresa voltaram-se para os novos conceitos de E&P para águas profundas.

Com relação à estratégia do PROCAP 1000, pode-se constatar que ele representa uma nova etapa no processo de aprendizagem tecnológica, em que a empresa passa de usuária e/ou absorvedora de conhecimento, para geradora de tecnologias importantes no setor *offshore* internacional. Desde a década de 70, a PETROBRÁS opera sistemas marítimos de produção e adquiriu expressivo conhecimento quanto à utilização dos mesmos. No âmbito desse programa tecnológico, a empresa tanto ampliou seus conhecimentos operacionais, como investiu em capacitação tecnológica própria.

O PROCAP 1000 também contribuiu para o levantamento dos principais sistemas tecnológicos, considerados como sendo as maiores expectativas da empresa com relação aos sistemas de E&P em águas profundas. Nesse sentido, o programa monitorou várias rotas tecnológicas, à época consideradas viáveis ao aproveitamento econômico de campos submarinos em regiões profundas, dividindo-se os esforços em inovações incrementais em tecnologias convencionais e inovações radicais, expressas nas novas tecnologias em sistemas de E&P do setor *offshore*.

Na indústria petrolífera internacional de sistemas tradicionais, encontram-se as plataformas semi-submersíveis e navio de produção, enquanto são considerados novos sistemas de produção a plataforma de pernas atirantadas e a plataforma semi-submersível de completação seca, sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS), sistema de separação submarina (SSS) e o sistema de bombeamento centrífugo submerso (SBCS).

O processo de aprendizagem tecnológica da Companhia na aplicação de plataformas semi-submersíveis como sistemas de produção remonta à década de 70 e durante o programa este conceito foi apreciado para tornar viável sua aplicação até 1000 metros. Entre os projetos do programa, esse sistema teve maior apreciação e a Companhia atingiu determinada competência técnica com relação a:

- I. otimização do peso do casco da plataforma e da planta de facilidades de produção;
- II. sistemas de ancoragem e posicionamento dinâmico em semi submersíveis;
- III. capacitação em projeto conceitual, básico e detalhe de equipamentos de completação e produção, tais como ANM, *template/manifold*, linhas submarinas, *risers* rígidos e flexíveis;
- IV. definição de sistema de supervisão e controle dos equipamentos de produção submarina;
- V. técnicas de instalação, inspeção e manutenção de equipamentos marítimos.

Algumas questões surgiram dessa última consideração tais como: I) terá o PROCAP 1000 alcançado desígnio tão caro à empresa, como era a capacitação tecnológica própria? II) Será que a empresa atingiu o que era na época proposto como objetivo principal do PROCAP 1000? III) Quais as alterações observadas durante a implementação do PROCAP 1000?

Quanto à primeira questão, pode-se dizer que o primeiro PROCAP cumpriu seu objetivo de capacitar a Companhia em sistemas flutuantes de produção, ao reorientar sua estratégia ao longo do curso, principalmente no tocante ao propósito de atingir o desenvolvimento tecnológico endógeno. A estratégia do programa previa que a companhia seria capaz de gerar conhecimento técnico em sistemas de E&P. Conseqüentemente, a segunda questão está relacionada com essa orientação de desenvolvimento endógeno que, por sua vez, sofre uma série de limitações no PROCAP 1000, particularmente: I) ciclo de maturação da inovação maior; II) restrições no número de técnicos altamente qualificados trabalhando nos projetos; III) recursos materiais; IV) capacitação tecnológica do fabricante nacional, entre outros.

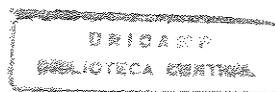
A aposta no desenvolvimento tecnológico endógeno realizada pela Companhia, encontra-se na análise de alguns projetos de pesquisa da amostra do PROCAP 1000. A título de ilustração, pode-se citar os projetos de pesquisa relacionados com o desenvolvimento de equipamentos centrais do sistema flutuante de E&P, envolvendo conceitos próprios da empresa (*manifold*, *template/manifold*, árvore de natal molhada, sistema de separação submarina e plataforma semi-submersível). Dos equipamentos desenvolvidos pelo PROCAP 1000, apenas a árvore de natal molhada chegou a ser instalada na região da bacia de Campos.

Quanto à estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, esta apresentou vários impasses, a saber: I) mudanças no plano de investimentos da Companhia; II) rápidas mudanças tecnológicas nos equipamentos *offshore* tomando os modelos mais novos muito mais eficientes; III) mudanças favoráveis no mercado de oferta de sistemas de E&P já existentes, o que tornou mais rentável reutilizar sistemas existentes a construir novas plataformas.

A estratégia de desenvolvimento endógeno, na qual o PROCAP 1000 se insere, também demonstra uma evolução no processo de domínio tecnológico e da inovação. Com

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas



as mudanças institucionais na empresa petrolífera nacional, parte dessa estratégia foi abandonada (observa-se que os fabricantes pouco participaram de efetivos esforços de desenvolvimento tecnológico no PROCAP 1000), e muitos projetos de equipamentos não se concretizaram devido ao corte nos investimentos.

Em paralelo a esses acontecimentos relatados anteriormente, a empresa inaugurou uma nova fase que não contempla, em sua estratégia, a capacitação de fornecedores nacionais. No começo da década de 90, ocorreu a liberação das compras externas da companhia, o que ampliou as encomendas fora do país, como forma de otimizar seus custos de suprimento. Conseqüentemente, a implantação de projetos de investimento da empresa estatal passou a envolver grandes contratos com estaleiros estrangeiros fazendo com que quase toda construção de sistemas flutuantes de produção passasse a ser realizada no exterior. Outro aspecto, que também acentuou esse quadro, trata da fraca capacitação técnica do fabricante nacional para projetar e financiar equipamentos *offshore* de elevado conteúdo tecnológico.

Até a primeira metade da década de 90, pelo que se observou ao analisar os programas tecnológicos institucionais e a própria política de aquisição de equipamentos da Companhia, a PETROBRÁS abdicou de seu papel de agente indutor do desenvolvimento da indústria de bens de capital do setor petrolífero nacional. No plano macroeconômico, que transcende este trabalho de tese, constatam-se limitações estruturais de capacitação tecnológica no setor de bens de produção, se esta depender das futuras políticas de compras da empresa estatal. Por outro lado, a política de compras e o suporte técnico dado aos fabricantes nacionais pela PETROBRÁS, por si mesmos, não foram suficientes para engendrar dinamismo tecnológico e fazer com que este setor conseguisse acompanhar o progresso técnico e as necessidades da empresa petrolífera nacional. Apesar de a indústria local ter obtido importante capacitação técnico-fabril (em projeto de detalhe de produção), isto não foi suficiente para habilitá-la a produzir equipamentos mais complexos, particularmente aqueles demandados nas atividades de E&P em águas profundas.

A resposta à terceira questão permite extrair uma das mais importantes lições constatadas na investigação desta tese sobre a experiência do primeiro PROCAP: trata-se da aprendizagem quanto às novas formas de realização de P&D. A Companhia aprendeu muito com a estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, mas, ao perceber suas restrições, promoveu alterações, que transcendem à mesma. O primeiro PROCAP aponta para a perda de hegemonia da estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno para a incorporação das formas cooperativas de se realizar as atividades de P,D&EB. No caso, os contratos multiclíntes inserem-se no modo como se realiza a pesquisa tecnológica em importantes áreas do conhecimento *offshore*. Ademais, a investigação compartilhada pode ser considerada uma das mais expressivas tendências da indústria petrolífera internacional.

O PROCAP 1000 sinaliza a transição para uma nova filosofia quanto ao processo de elaborar o conhecimento, o que pode ser ilustrado pela divisão de trabalho tecnológico em torno das tarefas estabelecidas no programa. Durante sua execução, a empresa passou a delegar partes da atividade de pesquisa tecnológica a diversos agentes, as quais antes realizadas pelo CENPES. A diversidade de parcerias formadas pelo Centro de P,D&EB com universidades, empresas de engenharia, empresas petrolíferas, entre outras, aponta para uma postura mais interativa, promotora de um arranjo institucional em forma de rede de inovação, particularmente no desafio *offshore*.

Quanto aos impactos econômicos alcançados pela amostra de projetos do programa, estes tiveram amplos desdobramentos na capacitação tecnológica e humana do país, principalmente na PETROBRÁS e nas instituições de P&D, auxiliando a consolidação de rede de inovação voltada para área *offshore* local. Outro aspecto importante relacionado ao Programa refere-se àqueles projetos que envolveram programa de absorção de conhecimento, através de transferência tecnológica de equipamentos, peças e componentes. Esses projetos reforçaram a capacitação interna, promovendo processos de aprendizagem tecnológica e organizacional.

Os projetos que envolveram capacitação em nível de concepção, básico e de detalhamento em equipamentos e sistemas de E&P, demandaram a formação de equipes mistas, compostas por técnicos do centro de P&D e dos departamentos da empresa, com o propósito de absorver este conhecimento. O processo de transferência de tecnologia presente em projetos do PROCAP 1000, permitiu o estreitamento dos canais de informação entre as diversas áreas de E&P e o Centro de Pesquisa da empresa, bem como acentuou a relação entre a Companhia e os agentes externos de inovação. Tais fatos podem ser observados pelos impactos econômicos indiretos, principalmente o impacto indireto tecnológico, impacto indireto comercial de rede e concorrencial.

Apesar da pequena participação quantitativa, um dos fatos que reforça a importância qualitativa do impacto indireto organizacional trata da rápida aplicação dos resultados de vários projetos, muito antes da conclusão formal do mesmo, o que traduz transparência e o estreitamento do fluxo de informação técnica entre o Centro de Pesquisa e as áreas operacionais de E&P da empresa. Exemplo que ilustra o processo de aprendizagem organizacional, bem como a dificuldade de quantificá-lo, são os *inputs* de conhecimento da área operacional no desenvolvimento de projetos do centro de P&D. Vários projetos desse programa tiveram suporte técnico e foram alimentados por informações oriundas do campo de trabalho (operações de E&P, atividades de instalação, manutenção dos sistemas e subsistemas *offshore*), através de processos experimentais (rotinas de Tentativa & Erro). Muitas dessas informações permitiram o desenvolvimento conceitual de equipamentos, peças, componentes, sistemas completos de E&P, entre outros.

As maiores beneficiárias externas dos esforços realizados pelo PROCAP 1000 foram as universidades, indicando que estas instituições terão um papel mais ativo nas próximas iniciativas tecnológicas da empresa. Este agente de inovação vem ganhando expressão na arquitetura que emerge do processo de inovação inter-institucional. As instituições científicas, ao conjugarem o papel de provedoras de recursos humanos, também são chamadas para dar suporte em conhecimento aplicado e/ou experimental.

Uma característica do processo de aprendizagem presente no programa, refere-se ao menor envolvimento dos fabricantes locais. Nesse sentido, haveria uma das principais rupturas no padrão de desenvolvimento tecnológico, esboçado pela Companhia nas últimas décadas e que traduz a orientação da política industrial e tecnológica da Companhia, que vigorava no setor de bens de capital, onde a estatal era a principal responsável pelo processo de transferência tecnológica de equipamentos no setor petrolífero nacional (*modelo linear de inovação*).

Com relação aos resultados alcançados pelo PROCAP 1000, estes eram divulgados para toda a empresa, e recebiam reconhecimento internacional. Em 1991, 61 projetos do programa haviam sido concluídos, restando 46 projetos em andamento.

A partir de 1991, os resultados da pesquisa do PROCAP relacionados aos sistemas flutuantes de produção passaram a ser testados com a instalação do pré-piloto de Marlim e, posteriormente, o piloto de Marlim. Este último constituiu-se por uma plataforma semi-submersível, onde foram utilizados procedimentos, equipamentos e componentes submarinos desenvolvidos ao longo do programa, que vem realizando a produção em poucos poços localizados em lâminas d'água de 700 a 800 metros de profundidade. Através desse laboratório experimental, a empresa poderá analisar o potencial real de aplicação do conhecimento adquirido durante a implementação do primeiro PROCAP.(ver anexo 3)

Em 1992, o PROCAP 1000 foi encerrado na companhia, mas alguns projetos não haviam se encerrado nem teriam previsão de encerramento, até porque alguns deles relacionavam-se com o monitoramento de novas tecnologias. A experiência bem sucedida do programa e o cenário de aplicação promissor, assegurados pelos reservatórios submarinos gigantes, fizeram com que a Companhia houvesse por bem manter um outro programa estratégico, voltado para águas profundas, definido pela criação de um esforço tecnológico, com o propósito de capacitar a Companhia a atuar de 1000 até 2000 metros de LDA - o PROCAP 2000. De fato, vários projetos do PROCAP 1000 migraram para este novo

ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA
EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

programa de capacitação. Tal programa herdou uma série de características e transcendeu ao primeiro PROCAP.

O movimento de rotação da P&D endógena, para a partilhada, que marca a mudança na estratégia da empresa, esteve presente na realização do primeiro e, sem dúvida, se acentuará no segundo PROCAP. Apesar da reorientação necessária para consolidar seu conhecimento *offshore*, o programa gerou uma série de impactos econômicos traduzidos através da metodologia do BETA e permite ratificar a importância do desenvolvimento tecnológico realizado no Terceiro Mundo. Ademais, a passagem do PROCAP 1000 para o PROCAP 2000 será observada no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5

A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO *OFFSHORE*: O PROCAP 2000

Este capítulo encontra-se dividido em quatro partes. Na primeira parte, será exposto a avaliação das jazidas do país realizada pela empresa no começo da década de 90, que apresentava as regiões marítimas como área de atuação para os próximos anos. Esta análise reforçava a importância dos esforços em águas profundas, ratificando a criação de um novo programa tecnológico.

A segunda parte será dedicada à constituição e descrição das características do segundo PROCAP. Serão observados alguns aspectos que marcaram a implementação do novo programa, e apresentada a narrativa de suas linhas de pesquisa. A exposição dos projetos do PROCAP 2000 contribui para a tese do trabalho de que a Companhia tem realizado seu processo de aprendizagem tecnológica, através da constituição das redes de inovação, passando à estratégia de inovação cooperada.

Na penúltima parte, realiza-se uma breve comparação entre o primeiro e o segundo PROCAP, apresentando algumas nuances que distinguem tais programas tecnológicos, ilustrando distintas estratégias tecnológicas implementadas pela empresa na última década e meia.

Na última parte, serão feitas considerações sobre o novo espaço estratégico, no qual a Companhia insere-se, tecendo análise sobre a “nova” forma de se fazer pesquisa tecnológica no setor petrolífero nacional.

5.1 Diagnóstico Energético Nacional na Primeira Década de 90

O primeiro PROCAP, implementado entre 1986 e 1991, apresentou importantes resultados técnico-econômicos para a Companhia, permitindo-lhe aplicar sistemas convencionais de Exploração & Produção (E&P) *offshore*, estendendo sua utilização de 300 para 1000 metros de lâmina d'água (LDA). Em 1992, a empresa apresentava descobertas de novos reservatórios, em regiões, superiores a 2000 metros de profundidade.

Neste período, foram feitas novas previsões do potencial energético das jazidas *offshore*, que variam entre 300 metros e 2000 metros, o que veio a reforçar a importância do aproveitamento dos campos marítimos muito profundos. Conforme mencionado anteriormente, vários projetos do PROCAP 1000 não haviam se encerrado devido a diversos fatores, a saber: I) alguns projetos envolviam participação em consórcios multiclientes, que apresentavam novas problemáticas importantes para o desenvolvimento da tecnologia *offshore* internacional, como é o caso do sistema de bombeamento multifásico; II) a evolução das atividades operacionais impunha desafios, que demandavam novo conhecimento e/ou suporte técnico para o desenvolvimento de procedimentos às rotinas de E&P.

Compreendendo a necessidade de manter a vocação *offshore* na Companhia, a Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP) aprovou a constituição de um novo programa de projetos, com vistas ao aproveitamento econômico das jazidas de hidrocarbonetos em regiões ultraprofundas, situadas entre 1000 e 2000 metros de LDA. Em meados de 1992, foi constituído o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas – PROCAP 2000.

Naquela época, a empresa compreendia que seus esforços tecnológicos poderiam ser divididos nos reservatórios situados entre 300 e 1000 metros e naqueles localizados entre 1000 e 2000 metros. Nos projetos de investimento em jazidas até 1000 metros as estimativas apontavam para um aproveitamento de 1.531,21 milhões de m³ de reservas de óleo e 24.295,58 milhões de m³ de reservas de gás natural, enquanto nos projetos que promoveriam o aproveitamento de poços entre 1000 até 2000 metros, consideravam-se 1.198,03 milhões de m³ de reservas de óleo e 21.503,36 milhões de m³ de reservas de gás natural. No total, esses recursos atingiam 2.729,24 milhões de m³ de reservas de petróleo e 45.798,94 milhões de m³ de reservas de gás natural.

Na Tabela 22, são apresentados os valores da avaliação econômica preliminar, utilizados como justificativa gerencial para reforçar a importância dos reservatórios *offshore* cada vez mais profundos. A fim de auxiliar o cálculo da reserva desses novos campos, será ressaltado que os dados de vários poços estavam sendo melhor mapeados.

Tabela 22
Previsão do Potencial de Óleo e Gás Natural nos Reservatórios
Submarinos *Offshore* entre 300 e 2000m, situados na bacia de Campos em 1994

Projeto de Investimento LDA de 300 até 1000 (metros)	Reservas de Óleo em Milhões de barris**	Reservas de Gás em Milhões de m ³	Milhões de barris de óleo equivalente Total	Porcentagem %
Marlim fase II	773,19	13.689,00	855,35	28,5
Barracuda	550,17	7.439,59	594,82	19,8
Bijupirá/Salema	108,45	1.681,29	118,60	3,9
Área dos poços RJS – 377 e RJS-403*	69,26	856,26	74,40	2,5
Sub-total	1.531,21	24.295,58	1.677,03	55,8

Projeto de Investimento LDA de 1000 até 2000 (metros)	Reservas de Óleo em Milhões de barris	Reservas de Gás em Milhões de m ³	Milhões de barris de óleo equivalente Total	Porcentagem %
Marlim sul	766,80	14.425,59	853,38	28,4
Albacora fase III	289,38	5.347,62	321,48	10,7
Marlim leste	141,85	1.730,15	152,23	5,1
Sub-total	1.198,03	21.503,36	1.327,09	44,2
Total	2.729,24	45.798,94	3.004,12	-

Fonte: PETROBRÁS, CENPES, 2º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1994

*Obs: No final de 1998, estes poços passam a formar o campo de Voador.

** Segundo o código de Reserva da PETROBRÁS.

As atividades de Exploração & Produção (E&P) *offshore* no país concentram-se na bacia de Campos, região que tem apresentado volumes significativos de hidrocarbonetos. A pesquisa exploratória revelou potencial petrolífero marítimo em outras regiões do país, porém em menor quantidade. O esforço exploratório nessas áreas foi menor, mas revelou a possibilidade de incorporar aproximadamente 190 milhões de m³ de óleo equivalente nos próximos anos. Avaliando esse potencial, cerca de 66,08% (129,40 milhões de m³) concentravam-se em regiões de 300 metros até 1000 metros de profundidade, ao passo

que 33,92% (65,60 milhões de m³) localizavam-se em áreas superiores a 1000 metros de lâmina d'água.

Em 1995, o potencial petrolífero do Brasil foi estimado em 2,6 bilhões de m³ de óleo equivalente recuperável, sendo que 48% deste volume estava em reservatórios situados em LDA superior a 1000 metros, 12% em regiões onde a profundidade varia de 400 a 1000 metros e 15% podem ser encontrados em águas até 400 metros (águas rasas). Quanto às reservas terrestres, elas representam 25% do total estimado no Brasil.

Em 1996, a PETROBRÁS descobriu mais uma jazida gigante de petróleo na bacia de Campos, conhecida como campo de Roncador, situada a 1850 metros de profundidade. A importância econômica das jazidas de petróleo em regiões submarinas cada vez mais profundas reforçava a vocação da empresa para atividades de E&P marítimas. Estas atividades, por sua vez, passariam a demandar novos conhecimentos tecnológicos para o aproveitamento dos reservatórios gigantes pela companhia petrolífera nacional.

Com o propósito de aumentar sua intervenção em águas profundas, a PETROBRÁS definiu reforçar seu processo de aprendizagem tecnológica, renovando a agenda de pesquisa tecnológica que havia sido inaugurada em meados da década de 80 com o PROCAP 1000. Em 1991, este programa encerrou-se, atingindo resultados favoráveis, principalmente por ter orientado os esforços tecnológicos da Companhia em temas essenciais aos sistemas de E&P no mar.

As atividades de P,D&EB realizadas pelos projetos do PROCAP 1000 tinham como objetivo principal o desenvolvimento de conhecimento que permitisse a adequação tecnológica dos sistemas de E&P já utilizados pela empresa, permitindo que estes passassem a ser instalados de 300 até 1000 metros de profundidade.

Os resultados extremamente satisfatórios, com relação à operacionalização dos sistemas flutuantes de produção em águas profundas e o potencial de realizar economias crescentes em várias operações e equipamentos, eram argumentos deveras sustentáveis para inaugurar outro programa tecnológico, ainda mais ousado do que o primeiro e mais comprometido com o desenvolvimento de novo conhecimento, que permitisse transcender as atividades de rotina, mais voltadas à resolução das necessidades de curto e médio prazo. Ademais, o reconhecimento de que era de fundamental importância manter o esforço tecnológico, como forma de viabilizar o aproveitamento energético dos reservatórios *offshore*, na medida em que estes confirmavam-se como alternativa às atividades de E&P da empresa, já que o primeiro programa havia apresentado resultados importantes nessa direção.

Neste contexto, foi criado o PROCAP 2000, com o propósito de desenvolver conhecimentos que permitissem à empresa o aproveitamento de jazidas até 2000 metros de profundidade. Vale ressaltar que o segundo PROCAP surge em meio ao reconhecimento, pela indústria petrolífera internacional, das iniciativas que a PETROBRÁS havia realizado, contribuindo para o progresso tecnológico *offshore*.

O PROCAP 2000 apresenta-se, também, como um novo padrão de desenvolvimento tecnológico, mais articulado com instituições externas e voltado para o conhecimento de fronteira. Sua descrição torna-se fundamental para compreensão das transformações ocorridas no padrão de desenvolvimento tecnológico da Companhia.

5.2 Características Gerais do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas (Ultra)Profundas: PROCAP 2000

O PROCAP 2000 foi concebido para ser um instrumento relevante e dar continuidade ao desenvolvimento tecnológico *offshore*. Quando foi criado, o programa apresentou uma orientação principal que pode ser sintetizada em função das seguintes recomendações: I) colocar à disposição da Companhia o domínio tecnológico essencial, para viabilizar o aproveitamento econômico de campos localizados em águas (ultra)profundas (entre 1000 e 2000 metros); II) investir em projetos de pesquisa que proporcionassem inovações tecnológicas e que acelerassem a redução dos custos operacionais das atividades de E&P; III) aumentar as parcerias como forma de proporcionar a utilização eficiente dos recursos materiais e humanos existentes no país e no exterior, e otimizar o dispêndio com a Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica (P,D&EB); IV) realizar o monitoramento internacional contínuo do estado da arte do conhecimento *offshore*.

As recomendações revelam a linha que seria adotada para seleção de projetos de pesquisa a serem incorporados ao programa estratégico de E&P em águas profundas da companhia. Analisando essas recomendações, pode-se tecer algumas considerações. A primeira relaciona-se ao(s) critério(s) de seleção de projetos de produção de petróleo e/ou gás natural considerados inovadores, que devem oferecer uma alternativa técnico-econômica, se comparados aos sistemas convencionais utilizados pela Companhia. Novas concepções de E&P só serão desenvolvidas se apresentarem potencial para concorrer com as tradicionais, principalmente na redução de custos operacionais e melhores características dos seus procedimentos técnicos para a rotina operacional.

O PROCAP 2000 manteve a mesma sistemática da gestão do primeiro programa em que a CIAP era responsável pela definição dos objetivos estratégicos, e uma subcomissão

designada por esta Comissão acompanhava a implementação do programa. Conforme mencionado anteriormente, a subcomissão da CIAP era formada pelos departamentos que participavam da execução dos projetos de pesquisa do programa.

Quanto aos procedimentos, o segundo PROCAP manteve os mesmos do primeiro programa. Nas reuniões anuais de reavaliação, os coordenadores dos projetos apresentavam à comunidade técnica interdepartamental *offshore* da empresa os resultados parciais, a evolução do cronograma físico dos projetos e as principais metas a serem alcançadas. Nestas reuniões de reavaliação, tornava-se possível obter as seguintes informações sobre os esforços em águas profundas da empresa: I) conhecimento dos trabalhos realizados e do plano de ação de cada projeto deste programa; II) conhecimento do desenvolvimento até então alcançado na pesquisa; III) realização de análise individual de cada projeto¹⁷; IV) análise da introdução de novos projetos de pesquisa no PROCAP 2000; e V) recomendações gerenciais sobre o estágio de desenvolvimento geral do programa para a CIAP, que seriam encaminhadas à direção da Companhia.

Outro aspecto herdado pelo PROCAP 2000 refere-se as equipes de pesquisa mistas, formadas por técnicos das áreas gerenciais, operacionais de E&P e do Centro de P&D da empresa. Essas equipes são fundamentais para permitir a implementação de projetos de pesquisa interdisciplinares.

Em 1993, o PROCAP 2000, enquanto novo esforço tecnológico da empresa com o propósito de reforçar sua capacitação em águas mais profundas, foi formado originalmente por 11 projetos de pesquisa. Em 1997, os projetos deste programa apresentam-se como linhas temáticas de pesquisa e assumem um redesenho interdisciplinar, esboçado no Quadro 6.

¹⁷ Esta ação tanto permitia uma possível reorientação e recomendações aos esforços realizados pela equipe do projeto, como poderia questionar a própria continuidade do projeto, segundo as prioridades estabelecidas para este programa tecnológico.

Quadro 6
Programa Tecnológico para Águas Profundas - PROCAP 2000

1. Projeto e execução de poços de grande afastamento horizontal (ERW) em águas profundas com pequena espessura de sedimentos.
2. Técnicas especiais de perfuração de poços em lâminas d'água profundas e ultraprofundas (2000 a 3000 metros).
3. Equipamentos submarinos para águas profundas.
4. Utilização de bombeio centrífugo submerso em poços submarinos.
5. Sistema de separação submarina.
6. Sistemas de bombeamento e medição multifásica submarina.
7. Garantia de escoamento II.
8. Tecnologia para produção, escoamento e transporte de óleos pesados em águas profundas.
9. Unidades estacionárias de produção com completação seca.
10. Sistemas de ancoragem.
11. Coleta e tratamento de dados geofísicos, geológicos, geotécnicos, oceanográficos e meteorológicos.
12. Dutos submarinos de coleta de exportação e controle

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Na última reavaliação do PROCAP 2000 (1998), foi reforçada a vocação da Companhia para atuação em jazidas situadas em LDA muito profundas (até 3000 metros) e o desenvolvimento de projetos de pesquisa relacionados com sistemas de produção considerados de inovação, que possibilitam a redução do custo de produção de petróleo e podem ser considerados como alternativas técnico-econômicas em relação aos sistemas tradicionais em LDA de grandes profundidades. No Quadro 7, encontra-se uma classificação das linhas de pesquisa dos projetos do segundo programa, por área de conhecimento envolvida.

A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM
COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO OFFSHORE: O PROCAP 2000

FEM - UNICAMP
Serviço Técnico de Projetos

Quadro 7
Classificação das Linhas de Projeto do PROCAP 2000

Área de conhecimento envolvida	Projetos do PROCAP 2000
Novas tecnologias e procedimentos em poços e reservatório	<ul style="list-style-type: none"> • Projetos e execução de poços de grande afastamento horizontal (EWR) em águas profundas com pequena espessura • Técnicas especiais de perfuração de poços em lâminas d'água profundas e ultra-profundas
Equipamentos submarinos	<ul style="list-style-type: none"> • Equipamentos submarinos para águas profundas
Novos sistemas marítimos de E&P	<ul style="list-style-type: none"> • Utilização do Sistema de Bombeamento Centrifugo Submerso em poços submarinos (SBCS) • Sistemas de Separação Submarina (SSS) • Sistemas de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS) e medição multifásica submarina
Novas tecnologias e escoamento de fluxo multifásico	<ul style="list-style-type: none"> • Garantia de escoamento II • Tecnologia para produção, escoamento e transporte de óleos pesados em águas profundas
Geração de banco de dados ambientais	<ul style="list-style-type: none"> • Coleta e tratamento de dados geofísicos, geológicos, geotécnicos, oceanográficos e meteorológicos
Instalações de produção <i>offshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Unidades estacionárias de produção com completação seca • Sistemas de ancoragem • Dutos submarinos de coleta, exportação e controle

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

A compreensão da natureza dos esforços que estão sendo realizados pelo PROCAP 2000 será destacada a seguir, através da descrição das suas linhas de pesquisa. Foi adotada a orientação de fazer uma, narrativa do histórico e justificativa do projeto, bem como dos resultados alcançados (até a última reavaliação do programa, em 1998), suas principais parcerias tecnológicas, entre outros aspectos.

5.3 Descrição das Linhas de Pesquisa do PROCAP 2000

Uma das principais características dos projetos do segundo programa é que estes se apresentam como linhas tecnológicas temáticas. Cada uma destas linhas de projetos dispõe-se em subprojetos referentes à problemática principal, que busca promover articulação e convergência ao tema proposto. A modalidade de projetos sistêmicos fez-se presente em alguns projetos do primeiro PROCAP, considerada uma das experiências bem-sucedidas herdadas pelo segundo programa. Este procedimento foi amplamente difundido como uma das formas de facilitar aspectos de administração do programa e reduzir as superposições de tarefas e o trabalho de pesquisa na empresa. A seguir, passa-se à narrativa das linhas de pesquisa do PROCAP 2000.

5.3.1 *Projetos de execução de poços de grande afastamento horizontal (ERW) em águas profundas com pequena espessura de sedimentos*

Esforços nesta área começaram a ser realizados durante a vigência do primeiro PROCAP, com vistas à compreensão das técnicas de perfuração horizontal, uma das tendências da indústria petrolífera internacional. Este projeto está relacionado com as tecnologias de caracterização de reservatórios, e tem como objetivo a capacitação da empresa para realização de nova técnica (poços de grande afastamento). Associados ao desenvolvimento desta tecnologia de vanguarda, são necessários: I) estudos de estabilidade das formações rochosas encontradas na região da bacia de Campos; II) análises para melhor caracterizar fluidos de perfuração e completação, o que permite otimizar a limpeza de poços de grande afastamento e os procedimentos para cimentação de poços; e III) avaliação de equipamentos rigorosos que evitem a produção de areia. Este projeto herda parte do conhecimento gerado por projetos do PROCAP 1000 e no âmbito do PROCAP 2000, apresentando uma nova agenda de inovação tecnológica

Esta linha de pesquisa tem seis subprojetos que envolvem: I) projeto do poço contemplando a aplicação da nova técnica de perfuração (de alcance estendido); II) análises de outras formações rochosas (com pequena espessura de sedimentos); III) realização de testes no laboratório de geologia para determinar os parâmetros dos fluidos de perfuração e completação (testes viscoelétricos ótimos nos fluidos); IV) procedimentos para otimizar a limpeza das propriedades de fluidos e cimentação de poços de grande afastamento multilaterais em águas profundas; V) análise do controle de produção de areia em poços que utilizam a técnica de afastamento estendido; VI) avaliação de simuladores de estabilidade mecânica de poços.

A participação externa nesta linha de pesquisa foi expressiva, principalmente o intercâmbio da companhia petrolífera com instituições científicas internacionais. Outro aspecto importante associado a esta linha de pesquisa diz respeito à capacitação em mecânica de rochas alcançada pela PUC/RJ durante a realização do projeto do primeiro PROCAP. Atualmente, esta Universidade tornou-se capaz de montar um projeto de pesquisa em contrato multiciente. As pesquisas nesta linha que vinham ocorrendo desde o primeiro programa, e a parceria da PETROBRÁS com a Universidade, tomaram possível o domínio desta na área, levando ao reconhecimento do potencial dessa instituição científica para liderar um consórcio de pesquisa ao nível internacional. Este pode ser considerado um importante *spin-off* do PROCAP 1000 e 2000 dessa comunidade acadêmica nacional.

No Quadro 8 encontram-se os principais agentes que se envolveram com essa linha de pesquisa.

Quadro 8
Articulação Externa na Linha de Pesquisa sobre Novas Técnicas
de Execução de Poços em Águas Profundas

Articulação externa	Nível de envolvimento/Instituições
Companhia de petróleo	Troca de informações e/ou experiência técnica e parceria em projeto multicliente BP
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Participação em Projetos Multiclientes PUC/RJ Universidade Heriot Watt Contrato de Serviços Tecnológicos Universidade de Tulsa UNICAMP CLI INT FUJB/IMA Contratos de desenvolvimento tecnológico UENF Universidade de Leoben PUC/RJ Troca de Informações e/ou experiência técnica AEA Technology
Empresas de Engenharia e Consultoria	Acordos de cooperação tecnológica MI-Drilling Baroid Backer Dowell TBC
Indústrias/Fabricantes e/ou Companhias Petrolíferas	Participação em Projetos Multiclientes Terratek Troca de Informações e experiência técnica RWE-DEA

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

5.3.2 *Técnicas especiais de perfuração de poços em lâminas d'água profundas e ultra profundas*

Desde o começo da década de 80, estas tecnologias vêm ganhando espaço de aplicação em países desenvolvidos, e a companhia já vinha acompanhando-as em projeto de pesquisa desde o primeiro programa. Na primeira metade da década de 90, a PETROBRÁS resolveu aumentar sua competência nesta área, pois essas tecnologias permitem reduzir o número de poços e utilizar instalações no fundo do mar que podem transportar hidrocarbonetos para regiões mais rasas. No âmbito do PROCAP 2000, este projeto de pesquisa, que envolveu esforços tecnológicos próximos à linha anterior, demandou o domínio de técnicas especiais de perfuração de poços em lâminas d'água em grandes profundidades.

Com apenas dois subprojetos, esta linha de pesquisa procurou capacitar a empresa na utilização de fluidos leves e na utilização de jato de alta pressão em poços de LDA profundas¹⁸. O primeiro subprojeto justifica-se pela baixa pressão encontrada nos reservatórios em Marlim e Albacora, o que dificulta as operações de perfuração (instalação de coluna, aumento do tempo operacional, redução das taxas de penetração) quando se utilizam fluidos mais pesados. Esse projeto tem como propósito disponibilizar o processo de jateamento de alta pressão, o que possibilita perfuração e completação de poços direcionados (horizontais e radiais, etc.). Vale ressaltar que a técnica de direcionamento de poços permite a realização das atividades de perfuração e completação sem deslocamento de equipamentos operacionais, reduzindo o tempo em procedimentos de instalação.

No Quadro 9, encontram-se as instituições participantes nesta linha de pesquisa. Quanto ao nível de envolvimento de agentes externos, têm prevalecido as instituições de pesquisa.

¹⁸ Os fluidos de perfuração permitem a operação e manutenção das sondas.

Quadro 9

Articulação Externa na Linha de Pesquisa sobre Novas Técnicas de Perfuração

Articulação externa	Nível de envolvimento/Instituições
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Participação em projetos multicliente Rogaland Research Desenvolvimento tecnológico PUC/RJ Projeto e construção de equipamento UNICAMP
Empresas de Engenharia e Consultoria	Participação em Projetos Multiclientes Maurer Engineering

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Outra dimensão dessa linha de pesquisa, importante para se compreender parte da dinâmica inovativa que se insere na Companhia a partir dos programas tecnológicos *offshore*, trata-se da montagem de consórcios multiclientes liderados pela PETROBRÁS. O processo de aprendizagem da empresa, nesta linha de pesquisa, permitiu a coordenação e execução de consórcios de pesquisa voltados ao desenvolvimento da técnica de perfuração em poços direcionais e/ou horizontal com fluidos leves (“*Offshore drilling with light-weight fluids*”). Essa experiência pode ser considerada um aprofundamento da capacitação tecnológica alcançada e se traduz em uma nova forma de inserção da empresa no processo de desenvolvimento de novos conceitos em escala internacional.

A montagem de um projeto de pesquisa em regime multicliente também reflete uma inovação na forma de se fazer pesquisa na empresa, passando a partilhar resultados com empresas que contribuem com suas informações e/ou experiências técnicas e com recursos financeiros. Participam do consórcio multicliente da PETROBRÁS as empresas BP, Mobil, Amerada Hess, Air Drilling Services, Wellmaster e William Tool.

A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM
COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO OFFSHORE: O PROCAP 2000

FEM - UNICAMP

Atividade Gestão de Projetos

5.3.3 Equipamentos submarinos para águas profundas

A terceira linha de pesquisa do PROCAP 2000 trata dos equipamentos submarinos para águas profundas. Esta linha de pesquisa foi inaugurada no programa em sua última reavaliação, constando de 7 subprojetos relacionados com materiais e procedimentos de instalação de equipamentos submarinos, sistemas de manutenção e/ou limpeza de *risers* marítimos e um laboratório de testes de operação real permanente destas tecnologias em um poço submarino ligado a uma plataforma de produção.

A justificativa para a inclusão desta linha nas iniciativas do programa está relacionada às atividades de E&P, com o propósito de otimização e melhoramentos da aplicação dos recursos de instalação e intervenção em poços situados em águas muito profundas. Essa agenda de pesquisa envolve a promoção do desenvolvimento de equipamentos para E&P, a utilização de equipamento alternativo, estabelecimento de critérios de projeto e padronização destes equipamentos, e qualificação de novos fornecedores em águas muito profundas.

A iniciativa de criação de uma linha específica para cuidar dos projetos de equipamentos encontra motivação no potencial de otimização de custos de fabricação, redução no tempo para realização das rotinas de instalação e/ou manutenção dos equipamentos e nos ganhos proporcionados pela melhor racionalização no *layout* do sistema de E&P. Ademais, a inclusão deste projeto no programa demonstra uma certa reorientação da empresa nas questões relacionadas com equipamentos. As atividades em regiões muito profundas ainda não são freqüentes em nível internacional, o que torna fundamental a necessidade de a PETROBRÁS disponibilizar, de forma pioneira, estes equipamentos. Além disso, a empresa precisou aumentar sua intervenção no mercado de suprimento para que este não se torne um futuro gargalo operacional em LDA muito profundas.

A linha de pesquisa de equipamentos apresenta mudança em relação aos esforços realizados no primeiro PROCAP. Entre as principais características pode ser apontado o relacionamento maior com o fabricante internacional e o novo padrão de relacionamento que a PETROBRÁS estabelece com estes fabricantes. A companhia petrolífera nacional passa a transferir a P&D para outros agentes, durante o desenvolvimento do equipamento, através dos acordos de cooperação tecnológica. Estas ações, se comparadas ao primeiro PROCAP, rompem com o *modelo linear de inovação*, em que a PETROBRÁS se responsabilizava pela transferência, absorção, adaptação e repasse da tecnologia para os fabricantes nacionais. No segundo PROCAP, sinaliza-se a mudança de atitude da estatal, que passa a partilhar do processo de desenvolvimento do equipamento, arcando financeiramente com parte do risco do desenvolvimento junto ao fabricante, trocando informações e experiências técnicas e realizando testes nos equipamentos. A participação externa pode ser observada no Quadro 10.

Quadro 10

Articulação Externa na Linha de Pesquisa de Equipamentos Submarinos

Articulação externa	Nível de envolvimento/Instituições
Fabricantes de equipamentos	Acordo de cooperação tecnológica e desenvolvimento de protótipo ABB Cameron CBV* Kvaerner Kongsberg RMI Consub*

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

* Obs: recentemente, estas empresas foram compradas por empresas estrangeiras.

As próximas iniciativas estão relacionadas ao desenvolvimento de três sistemas tecnológicos de bombeio (*boosting*), considerado principal alternativa técnico-econômica da indústria petrolífera para os próximos anos.

5.3.4 Utilização de sistema de bombeamento centrífugo submerso (SBCS)

O desenvolvimento do sistema de bombeio centrífugo submerso pode ser considerado uma das linhas de pesquisa que se originaram no PROCAP 2000. Este tipo de sistema coloca-se como alternativa aos métodos convencionais de elevação artificial¹⁹, por gás *lift*, principalmente em escoamento e transporte do óleo. Este projeto pretende oferecer outra opção ao método tradicional de recuperação de petróleo, apontando novas tecnologias que aumentem a produção dos reservatórios submarinos.

¹⁹ As técnicas de elevação artificial de petróleo são utilizadas quando o reservatório perde sua energia de surgência/vazão natural. Esta prática é muito comum na indústria de petróleo.

Em 1994, a companhia petrolífera nacional firmou um amplo acordo de cooperação com várias empresas para fabricação de SBCS, que foi instalado no mesmo ano no campo de Carapeba em LDA de aproximadamente 300 metros. Esta instalação bem-sucedida representou o primeiro sistema de bombeio centrífugo submerso instalado em um poço de petróleo. A experiência estimulou novas atividades nesta área e proporcionou uma ampliação da pesquisa e estudos dessa linha de pesquisa. Uma das principais tecnologias que precisariam ser desenvolvidas no SBCS tratava-se do transformador que resultou no acordo de cooperação tecnológica com a Siemens para o desenvolvimento de um equipamento capaz de ser utilizado em até 1150 metros de LDA. Outras empresas como a Pirelli, Cameron, Tronic e Reda também foram contactadas para firmar acordo de cooperação tecnológica para participar deste novo sistema em águas profundas.

Em meados de 1998, foi instalado um SBCS num poço submarino em LDA de 1109 metros. Outras características pioneiras desta iniciativa estão relacionadas à instalação de uma árvore de natal horizontal²⁰ (ANMH GLL) e um sistema de transmissão de energia elétrica para águas profundas, composto por cabo elétrico, conectores de potência e um transformador submarino de energia. Este teve quase todo processo de desenvolvimento tecnológico exteriorizado, realizado pelas empresas contratadas; deste modo, a companhia petrolífera pouco se envolveu no processo de desenvolvimento desse sistema de produção. Neste sentido, a Companhia promoveu uma divisão de trabalho para realização desta linha de pesquisa, principalmente fornecedores e empresas projetistas. Esta parceria viabilizou a instalação pioneira de dois SBCS no país e esteve fortemente ligada à extroversão do processo de inovação. A estratégia desta linha de pesquisa foi utilizar os acordos de cooperação tecnológica para realizar o processo de desenvolvimento do bombeio centrífugo. Dessa forma, a maior parte da pesquisa foi realizada por empresas externas e estrangeiras. A articulação externa nas várias áreas pode ser constatada pelo Quadro 11 abaixo.

Quadro 11
Articulação Externa na Linha de Pesquisa do SBCS

Articulação externa	Nível de envolvimento/instituições
Indústrias	Tronic (Conectores elétricos) Reda (Conjunto de bombeio) Pirelli (Cabos elétricos) Cameron (ANM horizontal GLL) Siemens (Desenvolvimento de transformador elétrico submarino)

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

5.3.5 Sistema de separação submarina (SSS)

A quinta linha de pesquisa do PROCAP 2000 voltou-se para o desenvolvimento de sistemas de separação submarina (SSS), considerada tecnologia alternativa aos sistemas convencionais de produção. Este projeto inclui-se entre os que migraram do primeiro PROCAP e, conforme foi mencionado anteriormente, geraram um projeto conceitual de um sistema de separação submarina para operar a 600 metros de LDA (*Petroboost*), que foi objeto de patente pela companhia (1987). Ademais, esta linha de pesquisa permitiu o acompanhamento do *estado da arte* desse sistema em nível internacional.

Quando o PROCAP 1000 foi encerrado, a Companhia avaliou a importância de aprofundar os estudos dessa iniciativa, considerando as vantagens que esta podia proporcionar, tais como: I) antecipação da produção e aumento do volume de óleo recuperado; e II) redução dos custos de investimento pela redução do número de plataformas que precisariam ser colocados em produção.

Até 1992, a Companhia participou de um projeto multicliente para o desenvolvimento de um SSS e desenvolveu seu próprio sistema, visando atender especificamente às

²⁰ Este novo conceito de árvore de natal facilita sua instalação, dispensando cabos de instalação (sistema *diverless*).

necessidades na bacia de Campos. Com o intuito de diversificar seus esforços tecnológicos *offshore*, a empresa manteve esta linha de pesquisa no PROCAP 2000, adotando, como estratégia, a manutenção dos esforços em seu próprio protótipo, e a participação no desenvolvimento de um protótipo dentro do *estado da arte* internacional. Este último envolveu a filiação em outro consórcio de pesquisa para acompanhar o desenvolvimento do SSS, modelo VASPS (Vertical Separation and Pumping System), desenvolvido por empresa projetista inglesa.

Na mesma época, a Companhia chegou até a pedir cotação de preço para fabricação do SSS que havia sido desenvolvido ainda no primeiro PROCAP (*Petroboost*), porém apenas a proposta de um fabricante foi apresentada, e esta mostrou-se economicamente inviável. Devido a uma série de problemas quanto à fabricação do *Petroboost*, ele foi abandonado e a companhia petrolífera nacional concentra atualmente seus esforços no VASPS.

A filiação ao consórcio multicliente, responsável pelo desenvolvimento do VASPS, foi uma das formas de conhecer novas tecnologias de SSS, e fez parte das iniciativas para o domínio deste sistema. Em um determinado momento, os técnicos da PETROBRÁS que acompanhavam o projeto do VASPS, consideraram insatisfatórias as informações fornecidas pela projetista estrangeira, principalmente em partes críticas do projeto do SSS. A necessidade de reforçar o conhecimento neste sistema levou a estatal a estabelecer um contrato com a UNICAMP, com vistas ao desenvolvimento do conceito VASPS no país²¹.

Esta linha de pesquisa permite extrair importantes lições do processo de desenvolvimento tecnológico da Companhia. Estudos sobre os sistemas de separação submersa são anteriores ao PROCAP 1000 e podem ser identificados como iniciativas de desenvolvimento tecnológico endógeno, o que proporcionou o desenvolvimento do seu

Quadro 12
Articulação Externa na Linha do Desenvolvimento do SSS

Articulação externa	Nível de envolvimento/Instituições
Companhia de petróleo	Participação em Projeto Multiciente e desenvolvimento de protótipo VASPS Agip
Indústrias	Acordo de cooperação tecnológica no desenvolvimento de componentes Kvaerner
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Desenvolvimento do SSS da PETROBRÁS UNICAMP
Empresa de engenharia e consultoria	Desenvolvimento de simuladores dinâmicos Atkins

Fonte: CENPES, PETROBRÁS, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

5.3.6 Sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS) e medição multifásica

A sexta linha de pesquisa, também relacionada ao conceito de *boosting*, representou esforços no desenvolvimento de um sistema de bombeamento de fluxo multifásico submarino. Conforme mencionado anteriormente, estes esforços também estiveram presentes desde o primeiro PROCAP, em que a empresa procurou conhecer todas as iniciativas existentes no mundo. Esta triagem permitiu avaliar quais eram os sistemas de bombeio multifásico com maiores probabilidades de sucesso e, dentre eles, quais se adequariam melhor aos cenários de aplicação da empresa.

O monitoramento realizado durante o PROCAP 1000 revelou a importância estratégica de participar mais ativamente da evolução tecnológica do sistema de bombeio e medição da vazão de fluxo multifásico em nível internacional. No segundo PROCAP, as ações da empresa nesta área objetivam um maior envolvimento no processo de desenvolvimento do SBMS, procurando alcançar a viabilidade técnica do sistema de bombeamento multifásico submarino como alternativa de produção na bacia de Campos.

A partir da década de 90, a PETROBRÁS se propõe a ter uma postura mais engajada no processo de desenvolvimento nas tecnologias de *boosting*, concretizando-se com a construção de um laboratório de testes no sítio de Atalaia, situado em Aracaju. Vale ressaltar que este laboratório é considerado um dos mais importantes espaços internacionais de testes, para realização de ensaios em protótipos e tecnologias que serão aplicadas em águas profundas. Este espaço de pesquisa tem sido muito utilizado como recurso de negociação da Companhia junto às empresas estrangeiras. Frequentemente, a PETROBRÁS oferece essas instalações como forma de ter acesso às novas tecnologias e/ou barganhar redução do valor da adesão em projetos multiclientes.

Essa linha de pesquisa envolve um complexo sistema de produção *offshore* e tem como principal característica a montagem de uma complexa rede de inovação, envolvendo técnicos do CENPES e dos vários departamentos da empresa nacional, fabricantes, operadoras de petróleo, consultores externos, entre outros. A divisão de trabalho entre estes agentes compreende atividades que envolvem projetos conceitual e básico, processo de construção, montagem, instalação e testes em protótipos submarinos. Outro aspecto relevante, presente nesta linha, trata da diversidade de acordos tecnológicos e da filiação a diversos multiclientes. Vale ressaltar que esta linha de investigação apresenta a maior densidade dos acordos com instituições externas estrangeiras de todo o PROCAP 2000.

Os subprojetos que compõem essa linha de pesquisa, projeto de desenvolvimento do bombeamento multifásico e projeto da medição multifásica, apresentam algumas vantagens e/ou benefícios em relação aos do primeiro projeto, destacando-se: I) antecipação da produção e o aumento do fator de recuperação final do óleo; II) potencial de redução da malha de dutos *offshore*; III) possibilidade de transferência dos fluidos produzidos através de escoamentos multifásicos a longas distâncias; IV) redução dos custos operacionais e do investimento em infra-estrutura do sistema de E&P *offshore*.

Quanto ao projeto de medição multifásica, os benefícios são: I) monitoração da produção em tempo real de cada reservatório/poço sem a necessidade de separar fluidos produzidos por cada poço; II) melhor gerenciamento dos reservatórios em produção; III) potencial de redução dos custos operacionais e do investimento do sistema de produção.

A diversidade de instituições que participam desses esforços, nos mais variados níveis de envolvimento, pode ser constatada pelo Quadro 13.

Quadro 13

Articulação Externa na Linha do Sistema de Bombeamento Multifásico

Articulação externa	Nível de envolvimento/Instituições
Fabricante de equipamentos	Acordo de cooperação tecnológica Alcatel, Pirelli
Companhia de petróleo	Troca de informações e/ou experiência técnica e Participação em Projetos Multicliente Agip, Amerada Hess, Amoco, Arco, BP, Chevron, Conoco, Elf, Exxon Hardy Oi I& Gas, Marathon Oil, Oryx Energy, Shell, Statoil, Texaco, Total. Troca de informações e experiência técnica BEB, Rag
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Troca de informações e experiência técnica e Participação em Projetos Multicliente NEL Troca de informações e experiência técnica BHRG, GKSS, Imperial College, University of Texas, Intervep, Sintef Execução de serviços tecnológicos IPT
Fabricantes de bombas e/ou medidores multifásicos	Acordos de cooperação tecnológica e Participação em Projetos Multicliente Bornemann, Framo, Fluenta Troca de informações e/ou experiência técnica Ingersoll Dreeser Pumps ISA Controls Ltd Acordo para testes em componentes Jiskoot Projetos multicliente Leistriz, MFI, Weir Pumps
Fabricantes de equipamentos elétricos	Visitas e troca de informações e experiência técnica Robincon Acordo de cooperação tecnológica e Participação em Projetos Multicliente Tronic, Westinhouse, Ocean Design

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM
COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO OFFSHORE: O PROCAP 2000

FEM - UNICAMP

Artur Gomes de Paiva, Jr

No âmbito do sistema de bombeamento multifásico, a empresa petrolífera nacional estabeleceu 56 contatos externos, prevalecendo o contato com operadoras internacionais. Nem todos os contatos resultaram em algum tipo de acordo; cerca de 14 empresas contactadas acabaram não se tornando parceiras da PETROBRÁS. As razões apontadas pela empresa são que a rota tecnológica perseguida pela empresa contactada não se adequava aos interesses da PETROBRÁS e/ou o acordo não trazia os benefícios esperados para a empresa nacional.

A natureza dos contatos é muito variada, envolvendo troca de informações e/ou experiência técnica, estabelecimento de acordos de cooperação tecnológica para fornecimento de (sub)componentes do sistema, visitas às instituições, acesso a relatórios técnicos, entre outros. Em sua grande maioria, esses contatos se desdobraram em estabelecimento de contratos multiclientes, sendo que a companhia nacional firmou 22 contratos.

O processo de aprendizagem alcançado pela empresa pode ser ilustrado pelo arranjo institucional promovido por esta linha de pesquisa. Através dos consórcios multiclientes e dos acordos de cooperação foi desenhada uma rede de inovação. Este complexo mosaico interinstitucional proporciona a relação entre os principais atores participantes do processo de inovação do sistema de bombeamento multifásico (SBMS-500).

Os projetos multiclientes têm dado à empresa a capacidade de se articular com centros de P&D, fabricantes, operadores, etc., gerando novas formas de cooperação e estabelecimento de canais técnicos de comunicação entre distintos agentes de inovação. Estas novas arquiteturas vêm sendo as grandes responsáveis pelo progresso técnico, particularmente na indústria petrolífera internacional.

Outra dimensão que ilustra o processo de aprendizagem organizacional da empresa deve-se ao nível de envolvimento da PETROBRÁS no processo de desenvolvimento do sistema de bombeamento multifásico em nível internacional. A empresa participa ativamente dos esforços, pelo menos em duas tecnologias-chave desse sistema, como instituição coordenadora e executora, dividindo os recursos angariados em dois consórcios multiclientes. É responsável por parte das atividades estabelecidas pelo consórcio de empresas participantes do multicliente no desenvolvimento de sistema de medição multifásica coordenado pela Fluenta-PETROBRÁS, e pelo desenvolvimento dos subsistemas do motor-bomba e acionador do sistema de bombeio multifásico (SBMS-500), sob responsabilidade da Westinhouse-PETROBRÁS.

Em meados de 1998, essa linha de pesquisa havia definido como próximas atividades a adequação do sítio de Atalaia para testes do SBMS-500, o estabelecimento de novas parcerias através de projetos multiclientes, e a conclusão da especificação técnica de subcomponentes e dos equipamentos do sistema de bombeamento. Ainda há muito por fazer nesta linha, mas, segundo o cronograma físico estabelecido, na segunda metade de 1999 será iniciada a campanha de testes do SBMS-500 em Marlim.

5.3.7 *Garantia de escoamento II*

A sétima linha de pesquisa do PROCAP 2000 está ligada ao desenvolvimento de técnicas que garantem o escoamento de fluidos do reservatório. A produção de hidrocarbonetos na bacia de Campos apresentou alta incidência de deposição de parafina, responsável por obstrução nos *risers*, linhas e/ou oleodutos e equipamentos submarinos, resultando na redução e, eventualmente, na interrupção da produção. Diagnóstico realizado pela área operacional (Macaé) constatou volume significativo de óleo cru que deixou de ser produzido, devido à incidência de problemas na infra-estrutura de escoamento causados

pela parafina. Conforme mencionado no capítulo anterior, esses fatos levaram a Companhia a realizar pesquisa para prever a formação e corrigir seus efeitos desde o primeiro PROCAP. Algumas técnicas de prevenção e/ou correção desse fenômeno, estudadas durante a década de 80, apontavam para grandes possibilidades de redução dos efeitos prejudiciais às atividades de produção.

Através do projeto Avaliação de métodos existentes para prevenção da formação de depósitos de parafina e sua remoção, pesquisa realizada no PROCAP 1000, a companhia conseguiu identificar o *estado da arte* das técnicas que diminuem os impactos desse fenômeno, criando uma agenda de pesquisa que se converteu na linha de pesquisa “garantia de escoamento” (GARESC I) do segundo programa. Esta linha tinha como propósito conhecer e analisar modelos matemáticos que permitissem avaliar o processo de escoamento multifásico dos fluidos produzidos por reservatórios em águas profundas, e estudar a aplicação de métodos (convencionais e novos) de prevenção e/ou correção da deposição de parafina em infra-estrutura de transporte de óleo *offshore*. As técnicas com maior potencial de aplicação para prevenção e/ou remoção de parafinas, que já se destacaram na época, foram o sistema gerador de nitrogênio (SGN) e a utilização de *pigs* (método mecânico de limpeza dos tubos). Enquanto a primeira é utilizada para dissolver a parafina, a segunda faz a remoção física e/ou através da raspagem da parafina.

No âmbito do PROCAP 2000, a linha de pesquisa com objetivo de garantir o escoamento foi formada por 4 subprojetos com os seguintes temas: I) estudos dos modelos para o escoamento; II) análise do processo de deposição de parafina em águas (ultra)profundas; III) desenvolvimento de técnicas inovadoras; IV) aprimoramento de técnicas convencionais. Com relação às novas técnicas de prevenção e/ou correção do fenômeno, destacam-se o sistema gerador de nitrogênio (SGN) e a aplicação de microondas como fonte de aquecimento. Enquanto os esforços para aumentar os

rendimentos das técnicas tradicionais concentraram-se nos estudos sobre a utilização de *pigs*, a aplicação de isolamento térmico em dutos flexíveis e do aquecimento elétrico.

Na quarta reavaliação do PROCAP 2000 (1996), o cronograma físico, proposto originalmente para esta linha, alcançara seus principais resultados, o que levou a reorientação e encerramento de várias atividades presentes no GARESC I. Após esforços para adequação, a modelagem que permitia analisar o escoamento de fluidos foi concluída e entregue à área operacional para testes e críticas. Outrossim, foram analisados e/ou testados vários inibidores comerciais da parafina. Constatou-se que a aplicação desses inibidores apenas retarda o problema, não se apresentando como alternativa viável devido à elevação dos custos de produção.

A campanha de testes de vários tipos de *pigs* permitiu uma avaliação do possível rendimento no uso dessa técnica e das distintas situações em que se pode utilizar este equipamento. Estudos nessa modalidade de tratamento da remoção da parafina permitiram o desenvolvimento de uma variedade de novos *pigs* pela empresa. Ademais, a eficiência comprovada e a necessidade de ampliar sua aplicação garantiu-lhe passagem para nova linha de pesquisa no GARESC II.

O SGN foi utilizado em várias rotinas operacionais, atingindo graus satisfatórios de remoção de resíduos nas linhas de produção instaladas em águas profundas, o que possibilitou a continuidade das atividades de diversos poços produtores, principalmente na bacia de Campos. Esta técnica apresentou elevado índice de sucesso, apesar de ter sido detectada, em algumas operações, uma baixa taxa de remoção, tamponamento e até ruptura de linha flexível. Como a aplicação dos *pigs*, essa técnica apresentou considerável nível de inovações incrementais em relação ao método original, tais como: SGN circulante, reverso e *on line*. No método tradicional (SGN normal), utiliza-se uma sonda para fazer a

aplicação do SGN, que implica na parada das atividades de E&P, tempo de aluguel de sonda e outros custos operacionais, enquanto na versão *on line* são utilizadas linhas do próprio sistema para aplicação do SGN.

O processo de aprendizagem, alcançado com a utilização de *pigs* e de SGN, reflete a evolução das competências técnicas da empresa, com forte articulação-interação entre a área operacional de E&P e o centro de P&D. Outrossim, o trabalho em equipe do pessoal da área operacional de E&P e do CENPES mostrou a importância da melhor caracterização dos óleos, pois essas informações aumentam a capacidade de previsão do fenômeno de parafinação e auxiliam a definição de instalações *offshore* mais adequadas para administrar sua ocorrência. A principal vantagem da definição de infra-estrutura de produção que contemple o fluxo de óleos que precipitam parafinas se deve à redução dos custos operacionais associados ao controle desse fenômeno.

Além disso, essas equipes de trabalho permitiram uma maior classificação das tecnologias que lidam com a deposição de parafinas e sistematização dos métodos em preventivos e corretivos. Aprofundando esta última questão, a identificação prévia desse fenômeno possibilita a definição de uma estrutura de produção em que serão mais utilizados métodos de conteúdo preventivo e de menor custo operacional, como é o caso da aplicação dos *pigs*. Logo, técnicas como o SGN caracterizam-se como ferramentas corretivas e, ao demandarem maiores recursos financeiros, deveriam ser utilizadas como recurso apenas quando não fosse possível mais a aplicação de *pigs*. Esta classificação fez parte do processo de aprendizagem alcançado pela Companhia, a partir dos estudos realizados pelos programas tecnológicos, particularmente no segundo programa.

Comparando as aplicações do SGN e do *pig*, pode-se fazer algumas observações. O primeiro foi muito utilizado, até o começo da década de 90, nas instalações que foram

projetadas sem prever a ocorrência de óleos parafinados. Está é uma aplicação mais dispendiosa, pois envolve paradas maiores da produção e, em alguns casos, utilização de embarcações de apoio para realizar a operação. Atualmente, as novas instalações já prevêm a utilização de *pigs* como recurso restabelecedor do fluxo de óleo nas linhas de produção.

Quanto ao estudo de materiais dos tubos e/ou linhas que fazem o transporte do óleo cru, que permitam o isolamento térmico como forma de manter a temperatura do fluxo multifásico, foram realizados alguns testes que apresentaram resultados de pesquisa tecnicamente viáveis. Este projeto foi transferido para uma nova linha de pesquisa que analisa dutos flexíveis de transporte de óleo (Projeto nº 12 do PROCAP 2000).

As outras técnicas apresentaram baixa atratividade econômica para a empresa, como é o caso do aquecimento elétrico de linhas rígidas, do aquecimento por microondas e da inibição de deposição de parafina por ultra-som.

Estudos de previsão da formação de hidratos demonstraram a possibilidade de ocorrência em campos de águas profundas. As ferramentas de análise desse fenômeno continuam sendo objeto do estudo na nova linha de pesquisa GARESC II.

A criação de uma nova linha de pesquisa GARESC II, a partir da quinta reavaliação do PROCAP 2000, tem como propósito aumentar a sistematização da aplicação dos variados *pigs* e SGN, além de otimização dessas ferramentas nas operações de manutenção do escoamento de fluidos. Os trabalhos de pesquisa voltam-se para a realização de estudos sobre prevenção e controle da formação de tampões de hidratos em fluxo multifásico e bloqueios de parafinas nas linhas submarinas.

Dentre as iniciativas de diversificar os métodos de prevenção e correção de fenômenos que inviabilizam o escoamento multifásico, também se pretende testar e desenvolver novos inibidores químicos para os óleos da bacia de Campos. Quanto aos subprojetos desta linha destacam-se os seguintes: I) estudos sobre formação de hidratos e escoamento de fluxo multifásico na ocorrência desta formação; II) estudos, testes e sistematização dos procedimentos resultantes da aplicação do *pig* e do SGN; III) desenvolvimento de inibidores químicos.

Esta linha de pesquisa, inaugurada no primeiro PROCAP, apresenta mudanças no segundo programa, principalmente em relação à articulação externa. No segundo GARESC, percebe-se que as parcerias se acentuaram, principalmente com empresas de petróleo. No PROCAP 1000, houve pouca participação externa, e a PETROBRÁS realizou todo processo de desenvolvimento tecnológico nesta área. Na vigência do segundo PROCAP, tem prevalecido a estratégia de desenvolvimento envolvendo um maior número de instituições através de filiação em projetos multiclientes.

Quadro 14

Articulação Externa nas Metodologias de Garantia de Escoamento

Articulação Externa	Nível de envolvimento/Instituições
Companhia de petróleo	Troca de informações e/ou experiência técnica BPx, Shell Statoil Participação em Projeto multiciente Texaco
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Participação em Projeto multiciente Colorado School of Mines Troca de informações e/ou experiência técnica Exxon Production Research Co IFP Rolang Research
Fabricantes de produtos químicos	Realização de ensaios e/ou testes ISP Sebep Química/BJ Service Troca de informações e/ou experiência técnica Lubrizol Nalco/Exxon

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Na última reavaliação do PROCAP 2000, a agenda de trabalho para esta linha de pesquisa pode ser resumida nos seguintes tópicos, a saber: I) continuidade do mapeamento dos processos de aplicação e otimização do SGN nas áreas operacionais; II) realização de testes e avaliação do limite da eficiência técnica dos novos tipos de *pigs*; III) testes em inibidores cinéticos na bacia de Campos; IV) seleção e testes em inibidores químicos; V) projeto, montagem e teste em um protótipo de um equipamento de desobstrução de linhas submarinas.

5.3.8 *Tecnologia para produção, escoamento e transporte de óleos pesados em águas profundas*

Esta linha de pesquisa tem como principal objetivo a sistematização dos métodos de elevação artificial, transporte e processamento de óleos pesados em águas profundas. As dificuldades operacionais causadas por este tipo de óleo cru estão relacionadas a altas viscosidades e complexa composição química, o que cria obstáculos ao seu aproveitamento. Tendo em vista o significativo volume das reservas encontradas na bacia de Campos, da ordem de 2 bilhões de barris recuperáveis (dados de 08.07.1997) de óleos pesados, tornou-se relevante apreciar formas de um melhor aproveitamento destas reservas.

Em nível internacional estes óleos têm uma participação pequena, porém crescente, na composição da oferta mundial. As limitações técnicas para a implantação de instalações de produção para processamento destes crus ainda são significativas, de sorte que os projetos de pesquisa nesta área tornaram-se fundamentais e exigiram um esforço interdisciplinar, envolvendo várias áreas da E&P e de reservatórios.

Esta linha de pesquisa concentrou suas ações no levantamento do *estado da arte*, na mobilização de recursos, na definição de linhas de pesquisa, nas alternativas e nos cenários de aplicação. As principais rotinas de trabalho desta linha são: I) levantamento de dados de reservatórios e propriedades físico-químicas; II) levantamento do *estado da arte* na área de elevação artificial de óleos pesados; III) levantamento das novas tecnologias na área de transporte de óleos pesados; IV) levantamento dos importantes avanços na área de processamento de óleos pesados.

Foi constatada a possibilidade de aplicação de métodos variados de elevação artificial de óleos pesados em águas profundas, a saber: gás *lift*, bombeio hidráulico a jato, bombeio centrífugo submerso e o bombeio por cavidades progressivas. As atividades nesta área permitiram uma classificação preliminar das situações em que são mais eficazes esses métodos. A título de ilustração, pode ser citado que o recurso do gás *lift* tem sido utilizado com sucesso em campos onde há ocorrência de óleos pesados e o bombeio a jato torna-se um método atrativo no campo onde são encontradas jazidas de óleos pesados e leves (campo de Roncador).

As pesquisas na área de transporte de óleos pesados expressaram grandes problemas técnicos, tendo em vista a alta viscosidade do óleo cru quando a temperatura cai, principalmente em ambientes de águas muito profundas. Nos levantamentos realizados, a técnica viabiliza a utilização de poços de longo alcance, pois estes possibilitam o escoamento de óleo a temperaturas mais altas, impedindo endurecimento.

Esta linha de pesquisa sugere, por exemplo, como sistema de produção mais viável para óleos pesados as unidades estacionárias de produção com completação seca, pois estas permitem maior flexibilidade de intervenção nos poços.

Quanto à articulação externa, até o presente momento, essa linha não apresenta nenhuma forma de parceria, sendo o único projeto, o do PROCAP 2000, que se baseou em fontes de conhecimento da própria empresa.

Uma característica importante dessa linha de pesquisa trata do seu caráter interdisciplinar, que demanda conhecimentos de vários segmentos de exploração, completação e produção. Ademais, o aproveitamento das jazidas de óleos pesados também demandará esforços de pesquisa nas áreas *downstream*, principalmente no

processo de refinamento destes crus. A compreensão da abrangência dos trabalhos, com vistas ao desenvolvimento dessas jazidas, exige pesquisas na área de caracterização de óleos, refinamento e abastecimento, entre outros. A multidisciplinariedade desse tema levou à abertura de um projeto de pesquisa no âmbito do programa de pesquisa de aproveitamento do refino (PRAVAP).

Pode-se dizer que, ao longo desse projeto, foram estudadas as alternativas de produção de óleos pesados em águas profundas, o que encerra a primeira fase. Em fase futura, esta linha depende de testes de protótipos em campos de óleos pesados, no primeiro momento, em águas rasas e, em uma fase seguinte, em águas profundas.

5.3.9 Unidades estacionárias de produção com completação seca (UECS)

Esta linha de pesquisa também herda conhecimento de projetos do primeiro PROCAP, principalmente do desenvolvimento conceitual da plataforma de pernas atirantadas (TLP). Esse tipo de plataforma passou a ser estudado pela Companhia por proporcionar redução de custos operacionais (instalação, manutenção de equipamentos submarinos como árvore de natal seca e *risers* rígidos) quando comparados às unidades flutuantes de completação *offshore*.

No PROCAP 1000, foram realizados esforços no desenvolvimento conceitual preliminar de uma plataforma de pernas atirantadas, para operar até 1000 metros de LDA (TLP-1000), de uma plataforma que permitia a ancoragem convencional e outra instalação com sistema de compensação de movimentos. No âmbito do primeiro programa, a companhia obteve duas patentes com relação a este conceito.

Considerando seu grande potencial técnico-econômico, a Companhia resolveu aprofundar seus conhecimentos nessas concepções, tanto no desenvolvimento de um projeto conceitual de uma UEP com completação seca, como no monitoramento de novos

sistemas de E&P com completção seca. No caso dos sistemas convencionais que poderiam ser aprimorados para utilizaçao de completção seca, destacam-se a plataforma de águas profundas com sistema de posicionamento dinâmico, as plataformas semi-submersíveis otimizadas e navio de produçao. Esta linha de pesquisa também apresenta duas fases bem distintas no desenvolvimento e monitoramento de UEP com completção seca, merecendo algumas consideraçoes.

Nessa linha de pesquisa, a primeira fase abrange da criaçao do PROCAP 2000 até a sua quarta reavaliaçao (de 1993 até 1996), quando os esforços concentraram-se no maior detalhamento do projeto básico de uma TLP. Nestes esforços, a Companhia conseguiu desenvolver sistema computacional para análise estática do sistema de tracionamento de *risers*; análise dos critérios e procedimentos para seleçao e adaptaçao da plataforma semi-submersível para operar com *risers* rígidos e árvore de natal seca; estudos sobre equipamentos e procedimentos para completção e intervençao nos poços; análise do comportamento da TLP. Nesta primeira fase, a empresa consolidou conhecimentos que vinham sendo adquiridos desde o primeiro programa para instalaçao de UECS em águas profundas. (ver anexo 3)

Na segunda fase, inaugurada a partir da quinta reavaliaçao do PROCAP 2000 (1997), esta linha de pesquisa propoe analisar novas concepçoes que utilizam completção seca e fazer estudos comparativos entre as concepçoes propostas para os cenários de aplicaçao existentes na companhia. Nesta nova etapa, a primeira opçao escolhida recaiu sobre o estudo e desenvolvimento conceitual de uma plataforma do tipo *Spar Buoy*. A estratégia de desenvolvimento deste projeto propoe o intercâmbio entre empresas que já têm experiência em projeto e construçao desse tipo de estrutura de produçao. A articulaçao externa que se pretende estabelecer no projeto *Spar Buoy* envolverá, em sua fase inicial, sete instituicoes participantes, predominando empresas de engenharia e consultoria na área de projeto conceitual e básico de uma plataforma *Spar Buoy* e dos subsistemas de

risers. Este projeto também conta com a participação em um projeto multicliente para o desenvolvimento de *risers*. No quadro abaixo, pode-se observar as instituições envolvidas e a natureza da participação dos agentes externos nos esforços desta linha de pesquisa do PROCAP 2000 (Ver Anexo 3).

Quadro 15
Articulação Externa na Linha de Pesquisa da UEP com Completação Seca

Articulação Externa	Nível de envolvimento/Instituições
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Desenvolvimento de programas computacionais USP
Empresas de engenharia e consultoria	Participação em Projeto multicliente DNV Serviços de classificação de projeto básico ABS BV Contrato de estudo de arranjos de poços Oilpatch

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Considerando que já foram realizados alguns estudos preliminares sobre a concepção do *Spar Buoy* e que a implementação deste projeto é recente no PROCAP 2000, os próximos passos são o desenvolvimento de um projeto básico de uma plataforma *Spar Buoy* na bacia de Campos (campo de Barracuda) e a definição conceitual do processo de armazenagem, das atividades de processo e perfuração. Também são previstos uma série de estudos comparativos de uma TLP e um *Spar Buoy* em várias regiões de produção com variações de LDA, e diversos tipos de completação seca.

5.3.10 *Sistemas de ancoragem*

A décima linha de pesquisa do PROCAP 2000 trata do desenvolvimento das tecnologias de sistemas de amarração. A preocupação com este tema já estava presente no projeto UEP com completação submarina, linha de pesquisa do PROCAP 1000, como parte de um dos subsistemas críticos das atividades de E&P em águas profundas. Em 1996, durante a quarta reavaliação do segundo PROCAP, considerou-se importante a criação de uma linha de pesquisa voltada aos sistemas de amarração e/ou ancoragem dos sistemas flutuantes de produção (SPF) *offshore* como aspecto importante para o avanço das instalações em regiões muito profundas.

Em 1998, a linha de pesquisa voltada para os sistemas de ancoragem apresentava como principal objetivo o desenvolvimento de novas tecnologias para ancoragem de sistemas flutuantes de perfuração e produção, utilizando preferencialmente plataformas e navios de processo em lâminas d'água de até 3000 metros. Esta linha de pesquisa é composta por cinco subprojetos, em que serão estudados quatro sistemas de ancoragem e um sistema de suporte ao desenvolvimento de projetos e às operações de ancoragem de unidades flutuantes. Cada um desses subprojetos, relacionados com os sistemas de ancoragem, envolve trabalho de desenvolvimento de projeto do sistema, análise de materiais, definição dos critérios e procedimentos de instalação e manutenção.

A investigação de novos sistemas de ancoragem, que estão sendo realizados pelo PROCAP 2000, tem os seguintes subprojetos, a saber: I) sistema de ancoragem em catenária para 3000 metros de lâmina d'água; II) sistema de ancoragem *taut leg*; III) sistema de ancoragem por complacência diferenciada (DICAS); IV) sistema de ancoragem por bóia complacente (não foi ainda iniciado, está em fase de maior detalhamento do plano de ação); V) sistema de apoio às operações de ancoragem.

O projeto de sistema de ancoragem em catenária para 3000 metros de LDA tem envolvido o desenvolvimento de metodologias e ferramentas para execução de projetos de sistemas de ancoragem, de monitoramento e processamento de dados relativos à tração das amarras, aos movimentos de navios e aos dados ambientais da plataforma P-34 (P.P. Moraes).

O sistema *taut leg* consiste em uma nova configuração de amarração que permite a diminuição do afastamento das âncoras e, conseqüentemente, a otimização do arranjo marítimo. Esse novo padrão de amarração tem como objetivo propor arranjos simplificados para facilitar as operações no mar. No projeto de sistema de ancoragem *taut leg* são previstos vários testes e lançamentos de âncoras com formato vertical (*vertical loaded anchor – VLA*).

O sistema de ancoragem DICAS é constituído por cabos distribuídos ao longo do navio, com elasticidades diferentes, tanto na popa e na proa. Essas diferenças de elasticidade permitem que o navio gire parcialmente segundo as forças ambientais que atuam sobre ele, fazendo com que a combinação das forças substituam a instalação de equipamentos (*turrets* e *swivels*) na embarcação. A eliminação desses equipamentos, nos sistemas flutuantes de produção e armazenagem de óleo (FPSO), representa uma redução significativa dos custos do investimento. Até a última reavaliação do PROCAP 2000, já foram realizados alguns testes de modelos e simulações computacionais que demonstram a viabilidade do sistema DICAS de ancoragem (ver Anexo 3).

Quanto à articulação externa na linha de pesquisa de sistemas de ancoragem, prevaleceram a participação de empresas de engenharia e consultoria, e adesões em projetos multiclientes. No âmbito desta linha, foram firmadas cinco parcerias externas através de multiclientes.

Quadro 16
Articulação Externa na Linha de Sistemas de Ancoragem

Articulação Externa	Nível de envolvimento/Instituições
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Desenvolvimento de ferramentas computacionais USP COPPETEC Participação em Projeto multicliente NEL
Empresas de engenharia e consultoria	Participação em Projetos multicliente Noble Denton Tension Technology Internacional MCS University of Reading Aker Omega
Companhia de petróleo	Participação em Projeto multicliente Texaco
Fabricantes	Desenvolvimento de componentes de cabos especiais Marlew Ropes Cordoaria São Leopoldo Bridon

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

As atividades previstas nesta linha, conforme última reavaliação, incluem testes, monitoramento e sistematização dos resultados adquiridos e acompanhamento das pesquisas realizadas através dos multiclientes. Analisando esta linha de pesquisa podem ser feitas algumas considerações. Este projeto está estreitamente relacionado com o desenvolvimento dos sistemas flutuantes, comportando várias inovações importantes associadas aos SFP. A título de ilustração, pode-se mencionar a aplicação de linhas de poliéster no sistema de amarração *taut leg*, permitindo importantes economias. Vale ressaltar que o desenvolvimento desse sistema de amarração tem estreita relação com a Universidade, na concepção de ferramentas computacionais utilizadas na definição do *taut*

leg. Outra consideração é que o projeto de sistema de amarração se baseia na filosofia de aplicação das SFP para 3000 metros de profundidade.

Nesse sentido, valeria ressaltar que a estratégia tecnológica da empresa reflete a pluralidade de alternativas em sistemas de produção convivendo em um determinado programa de pesquisa, tanto dos sistemas convencionais como dos novos sistemas de E&P.

5.3.11 Coleta e tratamento de dados geofísicos, geológicos, geotécnicos, oceanográficos e meteorológicos

A décima primeira linha de pesquisa tem como propósito manter o levantamento de dados que permitam o melhor conhecimento ambiental da bacia de Campos. Esta linha de pesquisa demandou a criação de subprojetos de pesquisa nas seguintes áreas especializadas: I) geofísica, II) geologia, III) geotécnica, IV) oceanografia e V) meteorologia.

As vantagens proporcionadas por essa linha estão associadas à ampliação do banco de dados ambientais, tarefa imprescindível para definição de projetos de investimento para exploração, perfuração, produção e escoamento de óleo cru em reservatórios em águas (ultra)profundas. Outro benefício também proporcionado por esses esforços está relacionado com a disponibilização de informações sobre o ambiente marinho que possibilite aos departamentos de E&P operacionais aumentar a segurança de suas atividades, diminuindo o risco de acidentes.

A principal parceria da empresa nesta área foi com as instituições de pesquisa, principalmente nacionais. No Quadro 17, encontram-se todas as instituições engajadas nesses esforços.

Quadro 17

Articulação Externa na Linha de Coleta e Tratamento de Dados Ambientais

Articulação Externa	Nível de envolvimento/Instituições
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Desenvolvimento de ferramentas computacionais UFF UFBA IAG/USP INPE Participação em Projeto multicliente Lamont Dorherty Earth Observatory
Empresas de engenharia e consultoria	Serviços Tecnológicos Consub

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Na última reavaliação, vários subprojetos dessa linha estavam para ser concluídos, o que permitirá à Companhia ter acesso a um banco de dados ambientais sobre a bacia de Campos. Todavia, várias atividades relacionadas a esta linha deverão manter a monitoração da atividade sísmica devido à importância desta para todas as atividades de E&P *offshore* profundo.

5.3.12 Dutos submarinos de coleta, exportação e controle

A última linha de pesquisa do PROCAP 2000 está dedicada aos dutos submarinos de coleta e exportação de fluidos multifásicos. Alguns estudos nessa área começaram antes de sua inclusão no programa, em 1993, devido à importância técnico-econômica desse material em sistemas flutuantes de produção, instalados em plataformas semi-submersíveis. Considerada área de trabalho fundamental para as operações de E&P marítimos, a Companhia resolveu incluí-la no programa, a partir da terceira reavaliação. De fato, no primeiro PROCAP, foram realizados vários esforços nesta linha, devido à

importância das linhas e/ou *risers* no processo de transporte de óleos do fundo do mar. Todavia, as linhas de pesquisa do PROCAP 1000, nesta área, obtiveram poucos resultados concretos e ainda pode ser considerado um dos mais importantes gargalos para o aproveitamento de reservatórios em águas profundas. As longas distâncias e diferenças de pressão e/ou temperatura afetam as características dos petróleos marítimos, conseqüentemente, do fluxo destes, do reservatório até a plataforma. Estes esforços também foram retomados pela empresa no segundo PROCAP.

Esta linha de pesquisa tinha como principal objetivo a E&P de campos submarinos, procurando aumentar as alternativas tecnológicas da Companhia na área de dutos e umbilicais, mecanismos de conexão marítimos e métodos/procedimentos de instalação em LDA (ultra)profundas. A partir disso, esta agenda versa sobre a consolidação dos parâmetros do projeto, padronização de produtos e procedimentos de instalação de tubos e umbilicais, promoção do desenvolvimento de sistemas de conexão *diverless*, reforço do desenvolvimento de materiais alternativos para aplicação submarina nas áreas de tubos, umbilicais de operação e controle de conexões submarinas diversas. Portanto, os esforços tecnológicos nesta direção permitirão o aumento da produção e a incorporação dessas reservas na produção da empresa.

A abrangência desse tema tornou relevante a subdivisão em nove subprojetos que cobririam as especialidades demandadas pelo tema, todas as atividades e as interfaces existentes entre o poços e a plataforma (UEP); são eles: I) tubos flexíveis de coleta, injeção e exportação; II) tubos rígidos de coleta, injeção e exportação; III) *riser* rígido em catenária; IV) isolamento térmico; V) umbilicais de controle e injeção, VI) sistema integrado de umbilicais (ISU); VII) sistema submarino de conexão; VIII) sistema de *risers*; IX) métodos de lançamento de dutos.

Analisando de forma agregada, esses projetos de pesquisa envolveram atividades correlatas que podem ser sumarizadas da seguinte forma: definição do critério de projeto dos materiais envolvidos (tubo, *riser*, umbilicais e sistema de conexão); critérios para procedimentos de lançamento e/ou instalação desses equipamentos e/ou componentes; medição dos movimentos dos tubos e *risers*; definição de parâmetros de especificação de revestimento; levantamento de fabricantes; avaliação de critérios de projetos e teste de qualificação.

A magnitude dos esforços tecnológicos, demandados pelos subprojetos desta linha justifica uma grande articulação externa. Vale ressaltar que esta linha mantém um dos maiores números de agentes envolvidos no processo de inovação, principalmente fabricantes de materiais. Das 23 instituições participantes nos esforços desta linha, 15 são indústrias de equipamentos, 5 são empresas de engenharia e/ou consultoria e apenas 3 universidades envolvidas.

Quadro 18

Articulação Externa na Linha de Dutos de Coleta e Exportação

Articulação Externa	Nível de envolvimento/Instituições
Universidades, Centros de P&D e/ou tecnologia industrial	Desenvolvimento de ferramentas computacionais USP, COPPE Serviços tecnológicos IPT
Empresas de Engenharia e Consultoria	Serviço tecnológico J.P. Kenny, OSI, Stolt Comex Seaway, Reserve Engineering Desenvolvimento, projeto e instalação de componentes Sedco Forex
Indústrias	Acordos de cooperação Alcatel, Coflexip, Flexibrás, MFX, Multiflex Oceanearing Pirelli, ABB, Kvaerner, Wellstream, Brasflex, NKT, Rockwater Realização de estudos Kongsberg, Bouygues Offshore Participação em Projeto multiclientes Oil States Industries

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, 6º Relatório de Reavaliação do PROCAP 2000, 1998

Esta linha de pesquisa foi introduzida na quarta reavaliação do PROCAP 2000 (1996) e aponta algumas mudanças na Companhia com relação aos esforços realizados no primeiro programa. A PETROBRÁS realizou alguns esforços nesta área, o que resultou no desenvolvimento de várias ferramentas computacionais sofisticadas, para análise estática e/ou dinâmica e a instalação das linhas e/ou oleodutos. Com o encerramento do primeiro programa, a empresa considerou satisfatório os esforços realizados nesta área. Todavia, o desafio das águas profundas mostrou uma maior complexidade destas intervenções, demandando maiores iniciativas e, até mesmo, ampliando as perspectivas com novos projetos. No primeiro programa, os projetos de pesquisa que envolveram dutos de coleta e transporte de óleos contaram com participantes externos sem muito sucesso, devido à dificuldade de trocar informações técnicas com os fabricantes que possuíam graus elevados de monopólio. No segundo PROCAP, a estratégia da empresa nesta linha de

pesquisa foi procurar ampliar sua relação com os fabricantes de equipamentos e componentes, principalmente nos acordos de cooperação tecnológica.

As próximas atividades dessa linha de pesquisa vão estar associadas ao processo de padronização de equipamentos para águas (ultra)profundas, maior número de testes na bacia de Campos com protótipos desses equipamentos, realização de novos testes em laboratório, aumento do grau de detalhamento da especificação técnica, processo de certificação técnica do produto, análise do processo de fadiga do equipamento, novo levantamento de cenários de aplicação desses equipamentos e reforço da articulação com fornecedores nessa área.

Conforme pode ser observado, o segundo PROCAP apresenta algumas características bastante distintas do primeiro programa. Uma análise comparativa dos PROCAP pode contribuir com lições sobre a evolução da implementação de programas tecnológicos pela PETROBRÁS, bem como do processo de aprendizagem e da inserção e participação da empresa em redes de inovação tecnológica.

5.4 Programas Tecnológicos em Águas Profundas

Este item tem como propósito fazer algumas comparações sobre a evolução dos programas de capacitação tecnológica voltados para águas profundas. Encontra-se dividido em duas partes, sendo que, na primeira, será analisado o processo de aprendizagem organizacional alcançado pelo PROCAP 2000 e, na segunda, será investigada a dimensão financeira, os recursos humanos, a participação externa e as diversas modalidades de contratação da pesquisa presentes no segundo PROCAP.

5.4.1 *Análise das novas formas de organização da inovação e o processo de aprendizagem organizacional no PROCAP 2000*

Como pôde ser observado, o PROCAP 2000 foi formado por várias linhas sistêmicas de pesquisa em áreas consideradas relevantes para o aproveitamento de reservatórios em águas profundas. Suas 12 linhas de investigação envolveram pouco mais de 40 projetos sobre temas necessários para águas profundas. Uma das principais diferenças entre os dois programas (PROCAP 1000 e PROCAP 2000) trata do caráter mais seletivo da inclusão de projetos no segundo programa. Fez parte do processo de aprendizagem da empresa a definição de critérios utilizados na seleção de projetos mais relevantes para tornar possíveis as atividades E&P profundo.

Do ponto de vista do volume de projetos, o PROCAP 2000 também apresenta diferenças. Comparando-se os dois programas, verifica-se que, enquanto o primeiro tinha cerca de 116 projetos, o segundo foi formado apenas por 11 projetos sistêmicos. Cada projeto de pesquisa do segundo PROCAP tem características interdisciplinares, envolvendo uma série de tecnologias associadas ao conhecimento técnico essencial. Conforme mencionado anteriormente, um dos aspectos importantes que estiveram presentes na cultura do primeiro PROCAP, difundido no Centro de Pesquisa da empresa, está relacionado com a constituição de programas tecnológicos que levam às iniciativas de desenvolvimento de pesquisas de forma mais sistêmica.

Outra experiência bem sucedida no PROCAP 1000 e que se acentuará no PROCAP 2000 é a figura do gerente de projetos. No primeiro programa existiam projetos guarda-chuva em que várias tecnologias concorrentes eram estudadas dentro do mesmo projeto. Este projeto acabou demandando uma pessoa específica para analisar o desenvolvimento de todas as tecnologias pesquisadas. Nesse sentido tem-se buscado a transformação do

técnico, que desempenhava algumas funções gerenciais, para o técnico gerente de projetos. Essa tendência teve como embrião alguns projetos do primeiro programa, mas se consolida no segundo PROCAP. A importância desta mudança está relacionada à necessária visão imparcial do gerente de projetos tecnológicos, capaz de permitir um melhor acompanhamento do conjunto das tecnologias.

Outro aspecto importante, associado ao segundo programa, é a importância que a empresa passa a dar aos sistemas de produção considerados inovações radicais na indústria petrolífera. No PROCAP 1000, esses esforços eram dispersos e estavam sendo acompanhados através de contratos multiclientes. No PROCAP 2000, pouco mais de 40% dos recursos humanos e materiais do programa estão relacionados aos novos sistemas de E&P. No novo PROCAP, a empresa não só participa de contratos multiclientes como é coordenadora e executora.

De uma forma geral, o segundo PROCAP apresenta algumas mudanças substantivas em relação ao primeiro; entre elas, uma das mais significativas, está relacionada ao aumento da participação das inovações tecnológicas na composição do programa, aspecto que traduz uma mudança na postura da empresa.

Comparando os dois programas e a própria continuidade dos esforços realizados pela empresa no mar, observou-se uma mudança no comportamento inovador da empresa, culminando numa maior inserção no processo de desenvolvimento tecnológico *offshore* internacional. As atividades de P,D&EB da Companhia passam a acompanhar, sistematicamente, o *estado da arte* do conhecimento *offshore*, prática que se consolidará através do segundo programa.

A relevância do monitoramento da fronteira tecnológica dos sistemas de E&P marítimos tornou-se uma das variáveis estratégicas, auxiliando a avaliação do cenário futuro da Companhia. Fazer o acompanhamento das principais iniciativas tecnológicas internacionais, se por um lado permite que a companhia possa vir a antecipar-se, adotando novas soluções técnicas, por outro lado, pode fazê-la participar ativamente das atividades de P&D, tornando-se um efetivo agente de inovação no processo de desenvolvimento do conhecimento *offshore*.

A experiência bem sucedida do primeiro programa ampliou essa prática, inaugurando o processo de gerenciamento de projetos, através de programas nas várias atividades de interesse da empresa. Nesse sentido, o PROCAP 1000, além de ter propiciado a continuidade dos esforços tecnológicos para águas profundas, através do PROCAP 2000, gerou uma série de projetos relacionados à otimização das tecnologias marítimas conhecida como PROMAR. A aprendizagem adquirida na administração das tecnologias *offshore* ajudou na seleção das tarefas que ainda precisariam ser realizadas em profundidades de 300 até 1000 metros, e no conhecimento imprescindível para consolidar as intervenções em reservatórios situados entre 1000 e 2000 metros.

Conforme mencionado acima, novos projetos foram introduzidos e alterou-se a composição do programa. Comparando o primeiro programa com o PROCAP 2000, são reforçadas as tentativas de inovação tecnológica mais radicais, como podemos ver pelas iniciativas de inovação incrementais relacionadas com os sistemas de produção existentes, particularmente com os sistemas flutuantes de produção (SFP).

Analisando o PROCAP 1000 e o PROCAP 2000, verifica-se uma passagem gradual da natureza do esforço tecnológico concentrado na absorção de conhecimento e na adaptação e/ou desenvolvimento tecnológico incremental para uma postura mais ativa, a

Companhia passa a ser um agente mais comprometido com o progresso técnico do setor petrolífero para águas profundas. Vale ressaltar que essa mudança envolve outro rumo na estratégia da empresa, que buscava realizar o processo de aprendizagem tecnológica endógeno, realizando agora de forma mais cooperativa, o que envolve vários agentes no processo de inovação (LLERENA, 1996).

A expressiva adesão aos contratos multicientes e aos acordos de cooperação tecnológica também podem ser utilizados como recurso que favorece o acesso ao novo conhecimento e à participação no processo de desenvolvimento tecnológico do mesmo, e é umas das estratégias que traduzem uma mudança no comportamento da empresa frente à inovação. Este novo arranjo institucional de desenvolvimento de atividades de P,D&EB tornou-se imprescindível à evolução do progresso técnico *offshore*. Isto se justifica, em parte, pelos elevados custos do processo de desenvolvimento tecnológico e, por outra parte, pela significativa incerteza e risco associados ao próprio processo de inovação.

Vale ressaltar que a PETROBRÁS foi uma das companhias pioneiras na consolidação de contratação de conhecimento, através de consórcios de pesquisa no setor petrolífero. Ademais, o arranjo institucional proporcionado pelos multicientes sinaliza transformações no padrão de desenvolvimento tecnológico das atividades de E&P *offshore*, permitindo perceber que houve um processo de amadurecimento da empresa.

A estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno da indústria petrolífera se traduz pela adoção de mecanismos tradicionais, tais como programas de transferência tecnológica e licenciamento de conhecimento. No estágio atual, a empresa tem passado a demandar formas de acesso ao novo conhecimento em sua fase exploratória (pré-competitiva). Uma das maiores vantagens deste acesso é a de proporcionar-lhe maior capacidade de revisão estratégica em seus projetos de investimento *offshore*. Outrossim, as

companhias petrolíferas têm procurado, através do dispêndio em P&D, aumentar a racionalização dos custos das suas atividades, como forma de acompanhar a evolução atual dos preços dos hidrocarbonetos, profundamente marcados por uma gradual retração, se comparados aos preços que prevaleciam até a primeira metade da década de 80.

Essas mudanças na forma de organização da pesquisa, e seus desdobramentos, vão se refletir nos recursos financeiros e humanos da empresa, bem como na participação de agentes externos no desenvolvimento tecnológico da PETROBRÁS.

5.4.2 *Análise quantitativa dos programas tecnológicos*

Quanto aos recursos financeiros aplicados aos programas, o primeiro PROCAP desembolsou US\$ 68 milhões (1991), enquanto o segundo programa, até esta data, alocou aproximadamente US\$ 90 milhões (1998). Com relação à mão-de-obra da Companhia acumulada, o primeiro programa alocou 480.296 homens/hora, enquanto o PROCAP 2000 consumiu, até meados de 1998, cerca de 487.760 homens/hora.

Analisando esses dados, percebe-se que a Companhia está intensificando os recursos no processo de desenvolvimento tecnológico em águas profundas. Comparando o gasto do primeiro programa com os do segundo, verifica-se que o orçamento da companhia nessa área tem sido mantido no âmbito do PROCAP 2000.

Quanto aos recursos humanos, o impacto já é mais representativo, pois a alocação de mão-de-obra da Companhia no PROCAP 2000 já superou o homem/hora gasto no primeiro programa. Este dado ilustra a prioridade dada à capacitação tecnológica em águas profundas pela empresa, visto que o segundo programa foi composto por um conjunto menor de projetos. Vale ressaltar que a alocação de recursos humanos nos projetos do PROCAP 2000, pode ser considerada muito maior se forem computadas as instituições

envolvidas no processo de desenvolvimento tecnológico das E&P em águas profundas. Considerando estes dois programas, a companhia já gastou aproximadamente US\$ 150 milhões nesses esforços, utilizando 968.056 homens/hora.

Tabela 23
Análise dos Recursos Financeiros e Humanos Alocados nos PROCAP

	Recursos Financeiros US\$ mil	Recursos Humanos Homens/hora	Percentual %
PROCAP 1000	68.000	480.296	49,61
PROCAP 2000	90.000	487.760	50,39
Total	148.000	968.056	100,00

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, Relatórios de Reavaliação do PROCAP 1000 e do PROCAP 2000, 1992 e 1998

As linhas de pesquisa do PROCAP 2000 podem ser classificadas da seguinte maneira, segundo a demanda homens/hora (acumuladas até junho de 1998):

- I. inovações envolvendo os sistemas de bombeamento multifásico (*boosting*), que são os sistema de bombeamento multifásico (SBMS), sistema de separação submarina (SSS) e o sistema de bombeamento centrífugo submarino (SBCS);
- II. inovações relacionadas com infra-estrutura, procedimentos de manutenção e/ou prevenção de equipamentos e coleta, e mapeamento das áreas marítimas;
- III. inovações relativas aos procedimentos de perfuração;
- IV. inovações envolvendo sistemas flutuantes.

Na Tabela 24, pode-se observar a importância de cada um desses esforços no conjunto do PROCAP 2000.

Tabela 24
Classificação dos Projetos do PROCAP 2000

Classificação	Homens/hora	
	Total	Porcentagem %
Sistemas de bombeamento	212.508	43,57
Infra-estrutura, manutenção e/ou prevenção de equipamentos e coleta de dados ambientais	210.648	43,18
Procedimentos e tecnologias de perfuração	38.315	7,86
Unidades estacionárias de produção e sistemas de amarração	26.052	5,34
Total	487.760	100,00

Fonte: Relatórios do PROCAP 2000, vários anos, 1993-1998

A partir da Tabela pode-se tecer algumas considerações. No segundo PROCAP, os sistemas de bombeio, que são considerados como inovações radicais em nível internacional, ganharam maior espaço nas atividades de P&D da empresa. No primeiro PROCAP as iniciativas relacionadas a estes sistemas de produção, exceto o sistema de separação submarina, estiveram muito mais voltadas para o monitoramento do *estado da arte* através de contratos multiclientes. Nesta fase, a empresa mostrou-se capaz de acompanhar e participar da rede de inovação destes novos conceitos de E&P. No segundo PROCAP, a empresa torna-se um agente fomentador de uma das redes de inovação relacionadas aos sistemas de bombeamento.

Outro ponto importante relacionado ao segundo PROCAP refere-se aos esforços relacionados com a infra-estrutura de produção e técnicas de perfuração. Estas linhas de pesquisa também tinham espaço importante no primeiro programa, ratificando a

necessidade de resolver gargalos técnicos nestas áreas, para o melhor aproveitamento dos reservatórios *offshore*. As tecnologias relacionadas com estas áreas também têm forte conteúdo radical, pois muitas delas ainda encontram-se em fase exploratória e/ou foram ainda pouco testadas em nível internacional.

Com relação às unidades estacionárias de produção (UEP), a Companhia realiza esforços com o objetivo de acompanhar estes conceitos de produção, adequando-os, em nível conceitual, aos campos marítimos do país. Existe a possibilidade das UEP entrarem nos estudos de viabilidade dos campos *offshore* na bacia de Campos, portanto a empresa acompanha o desenvolvimento internacional destes sistemas. Ademais, conforme já foi mencionado, uma das principais características do PROCAP foi dar espaço à pluralidade de sistemas de E&P, desta forma compreendendo a incerteza no processo de desenvolvimento tecnológico.

Outra mudança importante presente no segundo programa está relacionada à evolução da participação externa. As instituições científicas e tecnológicas representam os agentes importantes no processo de desenvolvimento do novo conhecimento no PROCAP 2000. No intervalo analisado, entre 1993 e 1998, a participação das universidades se ampliou significativamente, passando de 11 para 32 instituições. Todavia, a partir de 1996, houve ampliação da participação de universidades internacionais nos esforços do programa, conforme pode ser observado na Tabela 25.

Tabela 25
Participação de Instituições Científicas e Tecnológicas
nos Projetos do PROCAP 2000

Instituições Científicas e Tecnológicas	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Universidade e/ou Centros de P&D Nacionais	5	7	11	10	13	12
Universidade e/ou Centros de P&D Internacionais	6	7	8	7	11	20
Total	11	14	19	17	24	32

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000

A maior participação das universidades e/ou centros de P&D estrangeiros está relacionada à estratégia de filiação em contratos multicientes. Esta estratégia aumenta a participação externa internacional nas iniciativas do PROCAP 2000. Além disso, os esforços do segundo programa estão muito mais identificados com o novo conhecimento e requerem que se acompanhe as rotas tecnológicas de fronteira.

Tabela 26
Participação das Empresas de Engenharia e/ou Consultoria
nos Projetos do PROCAP 2000

Empresas de engenharia e consultoria	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Nacional	2	1	1	3	1	–
Internacional	2	7	6	8	23	26
Total	4	8	7	11	24	26

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000, 1993 - 1998

Com relação à participação internacional de empresas de engenharia e consultoria, o segundo programa também sofreu uma enorme ampliação no período considerado, passando de 4 para 26 instituições envolvidas nos esforços de desenvolvimento *offshore* da empresa. Vale ressaltar que essa característica vem ocorrendo, desde o primeiro PROCAP, acentuando-se no segundo PROCAP.

Esse fato aponta para as limitações da capacitação técnica das firmas de engenharia nacional em acompanhar o desenvolvimento tecnológico *offshore* de fronteira. O maior envolvimento da PETROBRÁS com empresas de engenharia e/ou consultoria também está relacionado à filiação em contratos multiclientes em novas áreas de conhecimento. O aumento da participação destes agentes internacionais se explica pela constatação de que a estatal tem delegado atividades de engenharia importantes (conceitual e básico) a estes agentes.

Tabela 27
Evolução do Número de Participação das Indústrias Fabricantes de Equipamentos em Projetos do PROCAP 2000

Origem do Fabricante	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Número de Fabricantes Nacionais	1	6	7	9	11	9
Número de Fabricantes Internacionais	3	11	15	23	29	60
Total	4	17	22	32	40	69

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000, 1993 - 1998

A participação externa mais representativa no PROCAP 2000 vem ocorrendo através das empresas fornecedoras de equipamentos. Entre 1993 e 1998 o envolvimento das indústrias apresentou uma elevação de 4 para 69 instituições, predominando a participação externa internacional. No primeiro programa a indústria estrangeira já era maior, acentuando-se no segundo PROCAP. A principal mudança no segundo, em relação ao primeiro PROCAP, está profundamente marcada pelo padrão de relacionamento com esses agentes externos. Conforme mencionado anteriormente, no primeiro programa a empresa realizava praticamente toda a engenharia (conceitual, básico e detalhamento) do equipamento *offshore*, para, posteriormente, repassar este conhecimento para a indústria nacional, permitindo sua fabricação no país.

No começo dos anos 90, ocorreram profundas transformações na política de investimentos, o que comprometeu a fabricação de vários equipamentos *offshore*. Em paralelo, também ocorreram mudanças na estratégia da Companhia. Estas transformações estão presentes, entre outros aspectos, no novo desenho institucional do segundo PROCAP. A estratégia do PROCAP 1000 envolveu alguns fabricantes nacionais, pois estes funcionavam como absorvedores da tecnologia externa. O PROCAP 2000 é muito mais interativo e não estabelece como prioridade a absorção da tecnologia dos sistemas de E&P. Nesse sentido, a estatal, assim como vem fazendo com relação às empresas de engenharia e consultoria, tem delegado boa parte dos esforços tecnológicos para as indústrias de bens de capital internacional. No segundo PROCAP, a empresa procura adquirir um nível de conhecimento de determinados equipamentos e/ou componentes que proporcionem definição do *layout* do sistema de produção *offshore*, e garantam especificação geral do equipamento de forma a garantir poder de compra e seleção de fornecedores alternativos.

Tabela 28
Evolução das Participações das Empresas Petrolíferas
nos Projetos do PROCAP 2000

Empresas estrangeiras de petróleo/ano	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Número de empresas	3	5	5	5	6	21

Fonte: PETROBRÁS/CENPES, Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000, 1993-1998.

As companhias petrolíferas internacionais também participaram de várias formas nos esforços do PROCAP 2000. Observa-se que se acentuou, no segundo programa, o envolvimento de operadoras, principalmente através de acordos de cooperação tecnológica e projetos multiclientes. Conforme mencionado anteriormente, a filiação a consórcios de pesquisa tem permitido o estreitamento das relações entre as empresas petrolíferas e a PETROBRÁS. Essas parcerias tenderão a se ampliar, principalmente, nos esforços de

desenvolvimento das inovações radicais da indústria de petróleo, e nos sistemas de bombeamento. Outro aspecto relacionado à participação das companhias petrolíferas internacionais deve-se à importância da troca das informações técnicas na definição do protótipo dos equipamentos *offshore*. O processo de aprendizagem nas atividades de E&P marítimas, obtido pela Tentativa & Erro por parte da usuária final dos equipamentos, a PETROBRÁS, permitiu melhorar as aplicações do mesmo e tem sido um dos argumentos da estatal para interferir na fronteira deste conhecimento e conversar com importantes companhias do setor petrolífero internacional.

Tabela 29
Formas de Contratação de Conhecimento Tecnológico
nos Projetos do PROCAP 1000 e no PROCAP 2000

Formas de aquisição de conhecimento	PROCAP 1000	PROCAP 1000	PROCAP 2000	PROCAP 2000
	Total	Percentual %		Percentual %
Participação em Projetos Multiclientes	29	35	24	50
Acordos de cooperação tecnológica	22	27	24	50
Programas de transferência tecnológica	10	12	--	--
Programas de estágio no exterior	6	7	--	--
Total	67	81	48	100,00

Fonte: PETROBRÁS, Relatório Final, PROCAP 1000, 1991 e Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000, 1993-1998

No PROCAP 2000, foram estabelecidas várias parcerias para troca de informações e experiências técnicas, estabelecimento de pesquisa conjunta, desenvolvimento de equipamentos, entre outros, com empresas estrangeiras de petróleo. Até a última reavaliação, foram firmados 24 acordos de cooperação tecnológica e filiação em 24 projetos multiclientes.

Comparando as modalidades de articulação externa formal firmadas nos dois programas, percebe-se que no segundo PROCAP não aparece nenhum programa de

transferência tecnológica, o que aponta uma certa evolução na relação da Companhia petrolífera nacional no setor *offshore* internacional. Parte do conhecimento sobre o qual a empresa não tinha domínio foi absorvido no primeiro programa. Atualmente, a empresa tornou-se uma referência internacional nos esforços tecnológicos voltados para E&P em águas profundas. Outro aspecto importante a destacar na evolução alcançada no segundo PROCAP é referente aos consórcios de pesquisa. A empresa se filiou a 29 multiclientes no PROCAP 1000, que continha 116 projetos de pesquisa. No segundo PROCAP a empresa já está ligada a 24 consórcios em uma agenda de aproximadamente 50 projetos.

Fez parte da estratégia da Companhia, no segundo PROCAP, ampliar sua adesão em consórcios de pesquisa, como forma de reduzir custos do desenvolvimento tecnológico, de modo a atrair outras empresas petrolíferas e fabricantes de equipamento através do patrocínio de um projeto multicliente. Ademais, a maior participação desses consórcios reflete uma tendência freqüente na indústria petrolífera internacional, conforme mencionado anteriormente, otimizando recursos materiais e humanos, aumentando o processo de aprendizagem coletiva e reduzindo a relação custo/benefício associada à incerteza no desenvolvimento da inovação.

Outro fato importante, já mencionado, é o que trata da evolução no processo de aprendizagem da Companhia, ilustrada nesses acordos multiclientes. A empresa tem deixado de ser apenas um participante do consórcio de pesquisa (multicliente), para tornar-se um agente de inovação mais ativo, interferindo no processo de desenvolvimento de tecnologias importantes no setor petrolífero internacional. A título de ilustração, aponto o sistema de bombeamento multifásico, em que a PETROBRÁS executa um dos contratos multiclientes responsável pelo desenvolvimento de um sistema de bombeamento multifásico (SBMS-500).

5.5 Comentários Finais

O PROCAP 2000 pode ser considerado, em certa medida, como desdobramento do primeiro programa e reflete a estratégia a longo prazo da empresa em intensificar sua capacitação tecnológica em sistemas de E&P em águas (ultra)profundas, principal cenário de aplicação da Companhia. Neste sentido, o segundo programa também ilustra a relevância da tecnologia *offshore*, como variável decisória das atividades da empresa. Esse tipo de esforço é incentivado pelas reservas gigantes existentes e por aquelas que ainda estão sendo mapeadas na bacia de Campos.

A importância estratégica das tecnologias marítimas para o futuro das atividades de E&P em águas muito profundas demandou a constituição do segundo programa, envolvendo maior refinamento no processo de seleção de projetos de pesquisa que integrariam o segundo PROCAP. Diferente da situação encontrada no passado recente, a companhia tem fatores críticos relevantes, como seu potencial de realizar projetos de investimento e o intervalo de tempo necessário para viabilizar a infra-estrutura de produção.

As atividades de P,D&EB, com vistas ao *offshore* profundo, foram mantidas na passagem do primeiro para o segundo PROCAP. Algumas características inovadoras, presentes no primeiro programa, foram acentuadas no segundo, principalmente a montagem de uma complexa rede de inovação com agentes preferencialmente externos e internacionais, como indústrias e empresas de engenharia e/ou consultoria. Esse maior envolvimento de instituições estrangeiras tem sido mais expressivo no segundo do que no primeiro PROCAP, apontando para a tendência internacional das atividades de P&D cooperada, presente no processo de inovação *offshore*, do qual a empresa hoje participa com uma postura mais ativa, na medida em que se apresenta como importante agente de inovação em sistemas de produção considerados radicais.

O segundo PROCAP, em certa medida, tornou-se um programa de pesquisa permanente com vistas ao desenvolvimento de sistemas de E&P em águas (ultra)profundas. Aprofundando a questão, no segundo PROCAP a empresa consolidou o monitoramento tecnológico *offshore* de fronteira na PETROBRÁS (ver anexo 3).

O processo de aprendizagem apresentado pelo segundo programa, sinaliza para algumas mudanças estruturais visando a organização de pesquisa tecnológica na empresa. Uma lição importante que se extrai do programa está relacionada à organização do programa em linhas de pesquisa sistêmicas. Estas linhas seriam responsáveis por várias tecnologias complementares e/ou concorrentes, no mesmo projeto, como uma forma de permitir o melhor desenvolvimento de projetos afins e permitir alocação adequada dos recursos. Paralelamente, a experiência das linhas sistêmicas tem demandado o surgimento de uma espécie de gerente-engenheiro/pesquisador, encarregado de acompanhar o projeto sistêmico. Qual seria a vantagem deste tipo de experiência de gestão? Esta mudança de papéis teria algumas vantagens: I) permitir melhor conhecimento do encaminhamento do projeto, II) melhorar a alocação de recursos materiais e humanos, III) tornar o encaminhamento do projeto mais gerencial. O que isto significa? Significa a existência de alguma simbiose entre tecnologia e o técnico/pesquisador. Cada técnico tende a defender seu projeto como o mais importante, pois parte da memória técnica deste agente está relacionada com essa experiência e com sua vida profissional. Neste sentido, o gerente da linha temática apresenta-se como um recurso que contribui para dar maior racionalidade aos critérios de julgamento quanto ao desenvolvimento do projeto de pesquisa.

A aprendizagem da PETROBRÁS no PROCAP 2000 está relacionada ao estabelecimento de parcerias e ao advento da estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo. A empresa compreendeu a importância da divisão de trabalho com o propósito de alcançar novo conhecimento. Neste sentido, a empresa vem aprendendo a trabalhar

com os mais diversos agentes de inovação, como universidades, empresas de engenharia, indústria de bens de capital, entre outros. Ademais, a estatal também tem aprendido a dividir seu conhecimento com agentes tão distintos, até mesmo com empresas petrolíferas internacionais. Neste sentido, a consolidação da estratégia mais interativa tem seu embrião no PROCAP 1000, e encontra maior espaço no segundo programa.

A introdução de novos agentes de inovação que interagem com a empresa petrolífera nacional, principalmente as universidades, pode ser apontada como outro aspecto da aprendizagem da empresa. São as universidades os mais importantes interlocutores locais da PETROBRÁS. A pergunta que se faz: Por que as universidades se tornam os mais importantes e mais ativos agentes de inovação no processo de aprendizagem? Estes agentes tomaram-se grande suporte criativo, ajudando a abertura da caixa preta (*inside the black box*). Se as universidades mostram ter maior capacidade de rearticulação e/ou adaptação, os fabricantes nacionais demonstraram pouca capacidade criativa e/ou inovativa, perdendo importância absoluta e relativa, tanto no primeiro PROCAP, quanto no segundo.

A evolução no processo de aprendizagem tecnológica da empresa também pode ser apontada pela mudança no padrão de envolvimento dos contratos multiclientes. No primeiro PROCAP, a Companhia era uma participante passiva dos contratos multiclientes. No segundo PROCAP, a empresa assume uma postura mais ativa nestes consórcios, sendo responsável por vários deles em tecnologias consideradas fundamentais na fronteira de conhecimento *offshore*. Salienta-se que, a empresa lidera contratos multiclientes pelo conhecimento e capacidade de testar tais conhecimentos no seu principal laboratório de testes, a bacia de Campos.

Os programas tecnológicos ilustram uma mudança no padrão de desenvolvimento tecnológico da empresa. No primeiro programa, a orientação da empresa e a forma como se organizava a pesquisa envolviam poucos agentes e eram fortemente dirigidas para o processo de desenvolvimento endógeno. No segundo programa, a pesquisa reorienta-se para a constituição de redes de inovação e para o processo de desenvolvimento partilhado.

A CONSOLIDAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE APRENDIZAGEM
COOPERATIVA DA PETROBRÁS NO OFFSHORE: O PROCAP 2000

FEM - UNICAMP

Administração de Empresas

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

As atividades de E&P *offshore* podem ser consideradas uma das mais importantes fronteiras de expansão da indústria petrolífera internacional. Estas atividades caracterizam-se pela demanda por novo conhecimento como elemento-chave das operações marítimas. Vale destacar que as novas estratégias de captação de P&D diretamente associadas ao desenvolvimento de tecnologias do setor petrolífero marítimo.

No começo da década de 70, a PETROBRÁS instalou sistemas de E&P na costa brasileira. Até a primeira metade da década de 80, o processo de aprendizagem pode ser visto em duas grandes etapas. Na primeira etapa, a empresa induziu a formação de um mercado fornecedor de equipamentos para os sistemas de E&P, da mesma forma como fez para consolidar as atividades na área de refino. A estatal utilizou seus conhecimentos e seu poder de compra para fomentar o surgimento da indústria de bens de capital no país, sabendo que estas iniciativas auxiliariam a consolidação do conhecimento, relacionado com a operacionalização e/ou adaptação dos sistemas de produção. Este processo de domínio tecnológico foi responsável pela introdução de pequenas melhorias nos sistemas de E&P. Conforme mencionado anteriormente, este conhecimento proporcionou a utilização das plataformas de perfuração adaptadas às operações de produção e introdução de inovações nos equipamentos e componentes submarinos.

Na segunda etapa, a PETROBRÁS tinha como objetivo o desenvolvimento tecnológico *offshore* em áreas críticas, dando continuidade ao seu processo de aprendizagem. A descoberta de jazidas maiores em regiões cada vez mais profundas reforçava a necessidade de aumentar o conhecimento de estruturas de E&P marítimos.

Em 1984 e 1985, foram encontrados dois campos gigantes na Bacia de Campos (Marlim e Albacora), acontecimento decisivo para as ações futuras da empresa. Sabendo

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

que estas jazidas estavam situadas em águas profundas e não existiam sistemas de E&P comercialmente aplicados nestas áreas, a empresa percebeu que precisaria realizar esforços além da fronteira de conhecimento existente na área *offshore*, com o propósito de viabilizar o aproveitamento destes reservatórios submarinos. Apesar das jazidas importantes, que estão situadas em grandes profundidades, o que se apresenta como o primeiro grande obstáculo tecnológico da empresa, esses fatos abrem a possibilidade de a empresa diminuir substancialmente a importação de petróleo.

Em 1986, foi dada resposta institucional para o desafio *offshore* que culminou com a criação do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração em Águas Profundas (PROCAP). Este programa tinha como principal objetivo a adequação dos sistemas flutuantes de E&P, permitindo que estes passassem de 300 para 1000 metros de profundidade. Com o propósito de aprofundar as informações sobre a natureza dos esforços realizados pelo programa, foi feita uma pesquisa em torno de uma amostra selecionada de projetos do PROCAP 1000. Esta amostra demonstrava perceber que o programa continha nitidamente, duas estratégias distintas, a saber: uma estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno que é continuidade do processo anterior e uma estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo/partilhado, com nítida predominância de primeira estratégia.

O PROCAP 1000 pode ser considerado o ápice do processo de capacitação endógena da empresa, em que se buscava promover o desenvolvimento tecnológico próprio em sistemas de E&P e nos equipamentos *offshore*. De fato, a percepção que se tinha, até a primeira metade da década de 80, era de que haveria uma evolução no processo de substituição de importações de bens de capital, assim como a que foi promovida pela política de compra da estatal na área *downstream* (refino, transporte e comercialização): porém, nesse caso, buscar-se-ia, nesta fase mais madura, nacionalizar a tecnologia da área *upstream* (sistema E&P e equipamentos marítimos).

CONCLUSÃO

Durante três décadas, a Companhia induziu a formação de um mercado local de equipamentos para o setor petrolífero, alcançando um índice de nacionalização de aproximadamente 90,9% nos equipamentos destinados ao parque de refinação do país. Neste segundo ciclo de investimentos, pretendia-se dominar a tecnologia de equipamentos de E&P, desde o seu projeto conceitual chegando ao seu nível de detalhamento e/ou especificação de compra. A ilustração perfeita desta estratégia encontra-se presente nos projetos de equipamentos e/ou componentes do sistema de produção marítimos. No PROCAP 1000, havia uma série de equipamentos, tais como a ANM, o *template/manifold*, VOR e/ou ROT, sistema de separação submersa, até plataforma da PETROBRÁS. Esses equipamentos, componentes e sistemas de produção eram projetados especificamente para as operações da empresa na bacia de Campos, pois dificilmente teriam aplicação em outros campos de produção *offshore*. Portanto, essa tecnologia não foi concebida para tornar-se um recurso comercial junto ao mercado. A concepção de equipamentos para utilização exclusiva da PETROBRÁS indica a visão da época, quanto à necessidade de se realizar um esforço interno com o propósito de atingir capacitação tecnológica e a orientação de domínio completo da tecnologia importada. Este esforço se faria com menor número de participantes externos, mantendo todo este conhecimento na própria empresa. Reter a maior parte do domínio tecnológico permitia que a empresa definisse melhor as características dos equipamentos e/ou sistemas de E&P, bem como influenciasse as indústrias do setor petrolífero.

Com relação à estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo, esta teve uma participação menor no conjunto dos projetos do PROCAP, é o que se refletiu nos projetos da amostra utilizada. As principais características destes projetos estão relacionadas com o conhecimento de fronteira e/ou por eles terem envolvido número maior de agentes externos.

O PROCAP 1000 sofreu mudanças graduais, e pode-se dizer, que a partir da década de 90 ocorreu uma certa inflexão no padrão de desenvolvimento tecnológico. A estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno, considerada predominante no primeiro programa, apresentou problemas principalmente quanto à inviabilização de projetos devido ao longo

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriano Gomes de Freitas

tempo de realização, dificuldade de envolvimento *ex-post* dos fornecedores de equipamentos e mudanças no cenário dos projetos de investimentos da empresa. Estes fatores inviabilizaram a aplicação de vários projetos, principalmente a fabricação de certos equipamentos previstos pelo PROCAP 1000, que era considerado um dos principais grupos de projetos do programa. Todavia, o primeiro programa apontou importante processo de aprendizagem tecnológica e organizacional, além de outros aspectos que foram identificados pela metodologia do BETA.

A PETROBRÁS, durante o PROCAP 1000, ampliou seu processo de aprendizagem tecnológica em sistemas flutuantes de produção, o que proporcionou à Empresa passar de uma usuária e/ou absorvedora de conhecimento externo a uma geradora de sua própria tecnologia. Quanto ao processo de aprendizagem organizacional, algumas mudanças, observadas no primeiro programa, tomaram-se mais expressivas no segundo PROCAP. No PROCAP 1000 a empresa compreendeu a necessidade de fazer o monitoramento do *estado da arte* do conhecimento *offshore*. Outro aspecto importante, presente no primeiro programa, foi a gestão partilhada de projetos de pesquisa entre as áreas de E&P e o CENPES. Durante a execução do programa, foram constituídas equipes mistas de técnicos dos vários departamentos de E&P e o CENPES, que tinham como propósito o estreitamento dos canais de comunicação. Não se pode dizer que as equipes mistas reduziram a distância entre as áreas técnicas e o centro de P&D, mas que esta forma de se implementar projetos de pesquisa contribuiu para a diminuição do hiato entre a oferta e a demanda tecnológica da Companhia. Essas equipes mistas rompem com o modelo linear de inovação, onde o centro de P&D seria o responsável pela captação e/ou geração de conhecimento e as áreas eram vistas apenas como usuários da inovação. Durante o PROCAP 1000, reforçaram-se os elos entre as áreas de E&P e o CENPES, principalmente as áreas operacionais, revelando a tentativa de trazer a experiência para os projetos de pesquisa e de permitir a rápida reorientação da agenda de trabalho do centro de P&D da empresa.

A aprendizagem tecnológica e organizacional do PROCAP 2000 consolida algumas tendências do primeiro programa. O processo de aprendizagem tecnológica pode ser

CONCLUSÃO

ilustrado pela mudança na inserção internacional da Companhia nos esforços de desenvolvimento de várias iniciativas de E&P. Enquanto no primeiro programa, a empresa era uma participante dos contratos multiclientes, no segundo programa, ela lidera algumas iniciativas importantes de desenvolvimento de novo conhecimento em sistemas de E&P para águas profundas. Quanto ao processo de aprendizagem organizacional no âmbito do PROCAP 2000, pode-se ressaltar o gerente de projeto temático e/ou sistêmico. No segundo programa, os projetos representam linhas sistêmicas com várias tecnologias complementares e/ou concorrentes que são acompanhadas dentro do mesmo projeto. A vantagem deste novo tipo de arranjo deve-se ao melhor acompanhamento da evolução de cada pesquisa e por permitir visão de conjunto. O coordenador de projetos sistêmicos no segundo programa tem de ser um técnico com melhor visão gerencial de pesquisa, o que permitirá melhor julgamento técnico e econômico do resultado da pesquisa.

O PROCAP 2000 apresenta mudanças no nível de envolvimento e participação externa do primeiro para o segundo programa tecnológico. A tese central deste trabalho foi constatar o surgimento de um novo padrão de desenvolvimento tecnológico na PETROBRÁS, pois a forma como era organizada a P&D na Companhia, sofreu transformações, a partir da segunda metade da década de 80. Estas mudanças promoveram a passagem da estratégia de desenvolvimento tecnológico endógeno para o processo de construção do conhecimento de forma partilhada. Estes acontecimentos estão presentes na empresa e têm como ilustração a experiência dos programas tecnológicos em E&P *offshore*, principalmente no segundo PROCAP.

O segundo programa tem reforçado os processos de aprendizagem mais interativos e estes vem ganhando sua forma mais complexa, ao envolver distintos parceiros no processo de desenvolvimento do novo conhecimento, através de redes de inovação, a saber: universidades e instituições de pesquisa, empresas de engenharia e/ou projetistas, indústria de bens de capital, empresas petrolíferas, entre outros. Essas redes de inovação promovem o estreitamento do fluxo de informações e troca múltipla de conhecimento entre os diversos agentes externos.

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

Vale ressaltar que esse processo de interação não ocorre de forma instantânea e não se pode dizer que esses agentes participam do processo com o mesmo nível de envolvimento. Percebe-se que cada agente contribui de forma bastante distinta dos demais, mas a articulação faz com que a rede atinja determinado conhecimento nas áreas de interesse comum. O processo de interação, em forma de rede, também requer o estabelecimento de canais de comunicação entre os vários parceiros e deve-se adquirir a capacidade de trabalhar de forma cooperativa. Neste sentido, a experiência da PETROBRÁS, através do PROCAP, demonstra sua capacidade de adaptar-se e de inserir-se na nova realidade da indústria petrolífera, vale ressaltar, como agente participante do processo de desenvolvimento das principais tecnologias deste setor em nível internacional.

Essa estratégia de desenvolvimento interativo pode ser ilustrada pelas novas modalidades de realização da pesquisa tecnológica, particularmente nos contratos multiclientes. A participação nestes consórcios tornaram-se freqüentes no primeiro programa, e principalmente no segundo programa. Esta nova modalidade encontra grande potencial de aplicação por oferecer as seguintes vantagens: I) proporcionar a pesquisa de novo conhecimento, na qual o grau de incerteza e risco quanto ao seu potencial é elevado; II) grande redução da barreira à entrada relacionada ao custo e/ou acesso de uma nova tecnologia; III) estabelecimento de contatos com instituições interessadas no desenvolvimento destas tecnologias. Vale ressaltar que os contratos multiclientes apresentam-se como uma nova forma de relacionamento com as fontes externas de conhecimento tecnológico. A predominância dos multiclientes reflete uma mudança nestas formas de relacionamento, na medida em que a empresa deixa de ser uma grande compradora de tecnologia para fazer parte do seleto grupo de empresas que desenvolvem conjuntamente novo conhecimento através dos consórcios de pesquisa.

Outrossim, a modalidade dos consórcios pode representar a introdução de uma inovação organizacional na forma de se executar e acompanhar o desenvolvimento do *estado da arte* das tecnologias relevantes, principalmente nas atividades de produção marítimas.

CONCLUSÃO

A nova forma de organizar as atividades de pesquisa da empresa oferece também, a perspectiva de se contar com um novo e importante agente, as universidades brasileiras. Estas passaram a ter maior importância no primeiro programa, tendência que se acentuou no segundo PROCAP. As universidades brasileiras, foram chamadas a participar nos esforços dos programas tecnológicos da Companhia, tomaram-se importantes parceiros locais da empresa à medida em que se consolidou a estratégia de desenvolvimento tecnológico *offshore* e nos sistemas de produção marítimos.

A maior participação das universidades em projetos de pesquisa da PETROBRÁS pode sinalizar para a realização de esforços muito mais conceituais e básicos do que em nível de detalhamento da tecnologia de equipamentos e componentes dos sistemas de produção em E&P marítimos. Também pode-se dizer que as universidades brasileiras têm muito mais capacidade criativa para acompanhar a PETROBRÁS na fronteira do conhecimento *offshore*, mesmo tendo esta como maior vocação a formação de recursos humanos. Vale ressaltar que as universidades nacionais que se tomaram as maiores parceiras locais são os grandes centros de excelência no país (UFRJ, USP, UNICAMP, UFBA e PUC/RJ).

Na década de 90, em meio ao encerramento do primeiro programa tecnológico, a trajetória da empresa é na direção de refazer suas articulações, priorizando seu relacionamento com universidades (nacionais e internacionais), com empresas projetistas, indústrias estrangeiras e indústrias petrolíferas. Neste novo arranjo, os agentes de inovação estabelecem canais de comunicação e troca de informações técnicas relevantes ao desenvolvimento do novo conhecimento. Confrontando as articulações externas do primeiro e do segundo PROCAP, pode-se tecer algumas considerações. No primeiro programa, a PETROBRÁS era o principal articulador e fazia grande parte dos esforços tecnológicos, delegando uma pequena parte do desenvolvimento para os outros agentes envolvidos no processo. Este aspecto tem mudado no novo programa, a empresa partilha do

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriane Gomes de Freitas

desenvolvimento tecnológico com outros agentes não detendo todo o conhecimento envolvido no processo de inovação.

Esta nova configuração apresenta algumas vantagens e restrições. As principais vantagens apresentadas pela rede de inovação são a maior difusão do conhecimento entre os agentes participantes e o maior diálogo que a companhia passou a ter com distintos agentes envolvidos. Este processo de maior estreitamento dos fluxos de comunicação entre os diferentes agentes participantes aumenta o ritmo de incorporação de inovações, bem como reduz os custos relacionados com a incerteza do novo conhecimento. Vale ressaltar que esta nova configuração somente torna-se possível devido ao processo de aprendizagem alcançado pela empresa, permitindo-lhe contribuir com o desenvolvimento tecnológico que se encontra na fronteira do conhecimento, associado com a capacidade em estabelecer canais de informações inter-institucionais, esforço que não é nada trivial se for considerada a relação interativa necessária a todos os agentes participantes da rede. Atuar de forma cooperada requer algumas condições básicas que permitem a aceitação e a troca de conhecimento, uma espécie de “barreira à entrada” na rede se traduz na capacidade de cada agente dominar um conjunto de conhecimentos e recursos que os tornam parceiros relevantes no processo de desenvolvimento tecnológico.

A principal limitação existente nessas novas configurações está relacionada à perda de autonomia no processo decisório quanto ao desenvolvimento tecnológico, pois este passa a ser pré-estabelecido por vários agentes da inovação. Ademais, o conhecimento que está sendo objeto da rede não atende especificamente às necessidades de cada parceiro de forma individual, o que acaba demandando esforços internos para adaptá-lo às demandas de cada instituição envolvida. Pode-se dizer que as atividades de P&D passam a ser realizadas de forma mais globalizada, envolvendo um maior número de atores com funções específicas.

A pergunta que se pode vir a fazer é: qual a capacidade dos agentes nacionais para participarem deste processo? Esta indagação não terá uma resposta fácil, mas existem

CONCLUSÃO

algumas tendências apontadas no segundo programa tecnológico. Nesta nova configuração os fabricantes e empresas de engenharia nacionais perderam espaço, ao passo que as universidades locais passaram a ter uma participação mais ativa neste processo. Com o processo de globalização das atividades de P&D, a companhia petrolífera tem aumentado sua inserção internacional na operação de sistemas de E&P para águas profundas e parte do conhecimento necessário para continuar aumentando sua atuação em áreas muito profundas tem sido proporcionado através dos acordos de cooperação tecnológica e dos contratos multiclientes, nos quais estão envolvidas empresas estrangeiras (indústrias de bens de capital e empresas de engenharia) e universidades (nacionais e estrangeiras).

A realização das atividades de pesquisa em âmbito internacional tem reduzido o papel dos agentes locais, particularmente dos fabricantes, que (são tecnicamente mais frágeis), expostos à concorrência, mostram-se com pouca capacidade de tornarem-se interlocutores importantes no setor petrolífero internacional. No caso, pode ser constatado que a estratégia de nacionalização de equipamentos não promoveu em si a capacidade da indústria de fabricantes e/ou das empresa de engenharia nacionais adquirirem o domínio tecnológico necessário para continuarem participando do setor nesse processo de abertura econômica e inserção do país no mercado mundial. Conseqüentemente, no processo de globalização estes agentes estão perdendo rapidamente as poucas capacidades técnicas que acumularam em décadas através da política de nacionalização de equipamentos.

Um exame crítico desses acontecimentos permite constatar que a política de compras foi uma forma limitada de se realizar uma política industrial e tecnológica para o setor de bens de capital sob encomenda no país. Pode até ser considerada condição necessária, mas não é suficiente para promover no contexto da industrialização substitutiva de importações (ISI) a capacitação tecnológica dos fabricantes e/ou empresas de engenharia - o móvel central do desenvolvimento de um setor produtivo.

A questão que se levanta é: qual o papel do sistema nacional de inovação no cenário de globalização da P&D? Qual o papel dos agentes locais de inovação frente ao mundo

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

globalizado? Percebe-se que iniciativas isoladas não conseguiram tornar os agentes nacionais de inovação participantes mais expressivos no processo de desenvolvimento tecnológico internacional. Esses, exceto as universidades, sequer tomaram-se interlocutores da estatal. A industrialização de equipamentos mostrou-se um elo frágil na capacitação tecnológica local. Ademais, são observadas drásticas transformações no tecido industrial que, por sua vez, encontra-se em acelerado processo de desnacionalização.

Essa questão coloca-se como um dos desafios futuros da política de C&T, pois, em ambiente extremamente competitivo e globalizado e/ou aberto, poucos agentes locais estão aptos a sobreviver, o que demandará políticas que reorientem estes agentes a fim de que alguns consigam ter alguma inserção mais positiva.

Outra questão que se coloca está relacionada às implicações que a exteriorização pode vir (ou não) a causar para a PETROBRÁS. A primeira constatação que pode ser feita é que a empresa apresenta grande capacidade de articulação com os agentes externos internacionais, o que aponta para a importância do domínio tecnológico alcançado por ela nestes últimos anos. Os fatores desfavoráveis desta exteriorização estão relacionados com a provável dependência externa e internacional que a empresa passará a ter, pois a base de sustentação interna está sendo substituída expressivamente por agentes externos, o que desloca o *locus* da inovação para as redes e estas, por sua vez, viabilizam-se em escala mundial.

No nível micro, comparando o primeiro com o segundo PROCAP, pode-se observar algumas mudanças na organização interna da pesquisa tecnológica da empresa. O PROCAP 1000 apresenta-se como um conjunto de projetos de pesquisa com vistas ao desenvolvimento dos reservatórios gigantes em águas profundas. Examinando todos os projetos deste primeiro programa torna-se difícil visualizar a orientação e/ou mesmo o processo de gerenciamento de tantas atividades de pesquisa. No segundo PROCAP, estes esforços vão estar concentrados em apenas doze linhas sistêmicas, o que facilita o acompanhamento dos resultados anuais e permite compreender quais as tendências da

CONCLUSÃO

pesquisa em águas profundas realizada pela empresa. Outra característica do segundo programa está relacionada à importância maior dada aos novos sistemas de produção de petróleo. Enquanto a estratégia do primeiro PROCAP focalizava o domínio de conhecimento que permitisse a utilização dos sistemas flutuantes de produção em LDA até 1000 metros de profundidade, no segundo programa, as atividades a partir dos 1000 até 3000 metros de profundidade serão viabilizadas através da aposta em vários sistemas de E&P.

No PROCAP 2000, a estratégia da empresa divide-se em acompanhamento de novas tecnologias *offshore*, bem como participação do desenvolvimento do conhecimento de fronteira nas tecnologias marítimas. Pode-se dizer também que os PROCAP apresentam-se como uma espécie de *divisor de águas* no que se relaciona aos esforços de absorção e adaptação de tecnologias (PROCAP 1000) para concentrar-se no desenvolvimento partilhado de novos conhecimentos (PROCAP 2000) em sistemas de E&P *offshore* profundo.

Outro ponto de comparação entre estes dois programas pode ser expresso na capacidade que o primeiro programa teve de forjar o surgimento de novos parceiros, principalmente das instituições científicas, nas iniciativas ligadas ao desenvolvimento das tecnologias *offshore*. Esta postura fez com que a PETROBRÁS investisse na formação de novos espaços para realização da pesquisa dentro da universidade, tais como: infraestrutura física, formação de recursos humanos, etc. Vale ressaltar que teve uma importância grande a formação de equipes de pesquisa na medida em que, atualmente, estas equipes conversam no mesmo nível com equipes das instituições estrangeiras.

As atividades de E&P no país sofrerão profundas transformações com a suspensão do monopólio da PETROBRÁS. Em junho de 1999, foram postas em leilão 12 áreas de E&P de petróleo e gás natural no Brasil. A estatal ganhou quatro dessas áreas leiloadas, sendo que algumas delas associadas a algumas multinacionais do setor petrolífero. Um dos aspectos importantes apresentados no leilão é que a PETROBRÁS esteve presente em todos os blocos que foram arrematados como principal operadora das áreas *offshore*. Ela tem reconhecimento internacional em sistemas de E&P e este foi um fator importante na

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

formação de parcerias com outras empresas do setor. A estratégia de capacitação da PETROBRÁS em áreas de lâminas d' água cada vez mais profundas tem como pré-requisito a continuidade do processo de aprendizagem, principalmente de forma mais cooperativa, reforçada pelas novas alianças externas

O processo de aprendizagem tecnológica da PETROBRÁS é uma das ricas ilustrações do progresso técnico do Terceiro Mundo, desvendá-lo ainda é uma tarefa inacabada. Futuros trabalhos de pesquisa sobre o assunto poderão ser iniciados, a fim de renovar a importância crescente do processo de inovação tecnológica presente nos Países em Desenvolvimento.

CONCLUSÃO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

BIBLIOGRAFIA

- ALVARENGA, M. M. de. "Produção de Petróleo no Brasil". In: LÉBRE A, ROVÈRE *et alii* (eds). *Economia e Tecnologia da Energia*. Rio de Janeiro: Marco Zero/Finep, 1985.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. A PETROBRÁS: os desbravadores e a construção do Brasil industrial. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994.
- ARAÚJO Jr, T. (Ed.). *Difusão de inovações na indústria brasileira: três estudos de caso*. Rio de Janeiro: IPEA, 1976. Série de Estudos Monográficos.
- ARROW, K. J. The implications of Learning by doing. *Review of Economic Studies*, v. 29, jun./1962. p.155-173.
- ASSAYAG, Marcos I, CASTRO, G . et alii. Campos Basin: a real scale lab for deepwater technology development. Houston-Texas, 1997. (Trabalho apresentado Offshore Conference).
- ASSAYAG, Marcos, BARUSCO, Pedro, FRANÇA, Luciano. *A atividade offshore no Brasil: histórico*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1991. 21p. (mimeo).
- BACH, L, MOLIST, N.C, LEDOUX, M.J, MATT, M. & SCHAEFFER, V. Economic evaluation of the effects of BRITE-EURAM programs on the European Industry. In: *Anais do Eunetics Conference: Evolutionary Economics of Technical Change: Assessment of results and new frontiers*, Strasbourg, October 6-7-8, 1994.
- BARELLI Jr., Fernando et. Alii. Administrando o processo de inovação tecnológica. In: Anais do XVIII Simpósio de Gestão da Inovação tecnológica, São Paulo, 1994. Anais/coordenado por Roberto Sbragia et alii. São Paulo: USP/NPGCT/PACTO, 1994.
- BELL, M. Learning and the accumulation of industrial technological capability in developing countries. In: FRANSMAN, M.; KING; K. (org.). *Technological capability in the Third World*. Londres: MacMillan Press, 1984.
- BENSIMON, Luiz Fernando, PETKOVIC, Marco Antônio Ladislau, PAIVA FILHO, Edwald Francisco. Semi-submersível de produção para águas profundas - Um estudo paramétrico de movimentos. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 30, n. 2/3, abr./set.,1987. p.123-135.
- BOURGEOIS, Bernard. Les compagnies pétrolières occidentales dans les décennies quatres-vingt et multinationalisation à la globalisation. In *Revue de l'Énergie*, Paris, n. 484, janvier, 1997. p. 27-36.
- BRASIL ENERGIA. São Paulo, n. 213, ago. 1998. p. 72.

BIBLIOGRAFIA

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

- BRITISH PETROLEUM. API Basic Petroleum Data Book. London, 1996.
- BRITO, Jorge Nogueira de Paiva. Cooperação inter-industrial e redes de sub-contratação uma análise do modus operandi das relações de parcerias. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1996. (Texto Para Discussão).
- CALLON, M. "The dynamics of techno-economic network". in COOMBS *et alli* (eds), Technological Change and Company Strategies. London, p. 72-102, 1992.
- DAHLMAN, C. J. & FONSECA, F. V. From technological dependence to technological development: the case of the Usiminas steel plant in Brazil. In KATZ, J.(org.). Technology generations in Latin American manufacturing industries: theory and case-studies concerning its nature, magnitude and consequences. Londres: MacMillan, 1987. p.154-182.
- _____, WESTPHAL, L. Technological effort in industrial development - an interpretative survey of recent research. In: STEWART, F. JAMES, J. (Orgs.). The economics of new technology in developing countries. Londres: Frances Pinter, 1982.
- DELACOUR, J. Offshore outlook: the European side. Revue de L'Institut Français du Pétrole. Paris, v.43, n.4, p.471-484, juillet-Aôut, 1988.
- DOSI, G. et alii. Technical Change and Economic Theory. Londres: Pinter Publishers, 1988. 643p.
- DUFOND, Robert. L'offshore de demain. La Recherche, Paris, n.208, p. 24-28, mars, 1989. (suplemento).
- DUQUE DUTRA, Luis Eduardo. Evolution technologique, structure industrielle et trajectoire des entreprises: révision théorique et étude des activités de prospection et d'exploration pétrolière. Paris, 1993.
- FERRAZ, João C, KUPFER, David, HAGUENAUER, Lia. Made in Brazil: desafios competitivos para indústria. Rio de Janeiro: Campus, 1995.
- FRANSMAN, M. Technological Capability in the Third World: an Overview and Introduction to Some of the Issues Raised in this Book. In: FRANSMAN, M., KING, K.(orgs.) Technological capability in the Third World. Londres: Macmillan Press, 1984. p.3-30.
- FREEMAN, C. Technology policy and economic performance – lessons from Japan. Londres: Pinter Publishers, 1987. 155p.
- _____. Networks of innovations: A synthesis. *Research Policy*. v. 20 p. 499-514, (1991).

BIBLIOGRAFIA

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

- FREITAS, A. G. de. Capacitação tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas: o caso da PETROBRÁS. Campinas: UNICAMP, 1993. (Dissertação de Mestrado). 180p.
- FURTADO, A. T, & FREITAS, Adriana Gomes de. The Catch-UP Strategy of PETROBRÁS Through Cooperative R&D. 1999. (Version submitted to the Journal of Technology Transfer). (mimeo).
- FURTADO, A. T. (coord.). Avaliação de Grandes Programas Tecnológicos: o PROCAP 1000 (Fase II: estudo abrangente do Programa). 1998. (Relatório Final do Projeto)
- _____. Trajetória Tecnológica da PETROBRÁS na Produção Offshore. Campinas: UNICAMP, 1997. (mimeo).
- _____ *et alli*. La Evaluacion de Grandes Programas Tecnológicos: algunas reflexiones introductorias y metodologicas sobre el caso del Programa de Águas Profundas de PETROBRAS - PROCAP 1000. Campinas: UNICAMP, 1997. (mimeo).
- _____. (coord.). Capacitação Tecnológica, Competitividade e Política Industrial: uma abordagem setorial e por empresa líderes. Brasília: IPEA, 1994.
- _____. A crise energética mundial e o Brasil. Novos. Cadernos Cebrap, São Paulo, n.11, p. 17-29, 1985.
- GIRAUD, André, LA TOUR, Boy X. Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Paris: Technip, 1987. 418p.
- GUIMARÃES, O. In: SEMINÁRIO DE NACIONALIZAÇÃO DA BAHIA, 1, 1984, Camaçari: Comitê de Fomento Industrial de Camaçari - COFIC/Núcleo de Inovação Tecnológica - NIT-CEPED/BA, 1984.
- KATZ, J. Technological Innovation, industrial organization and comparative advantages of Latin American Metalworking industries. In: FRANSMAN, M, KING, K. (org.). Technological capability in the Third World. Londres: MacMillan Press, 1984.
- _____. Domestic Technological Innovations and Dynamic Comparative Advantages: Further Reflections on a Comparative Case-Study Program. in RONSENBERG, N.; FRISCHTAK, C. (eds.). International Technology Transfer. Nova York: Praeger, 1985. 329p.
- _____. (ed.) Technology Generation in Latin American Manufacturing Industries. Londres: MacMillan, 1987. p.549.

BIBLIOGRAFIA

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

- _____. Transferencia de tecnologia, apredizaje y industrialización dependiente. Mexico:Fondo de Cultura Economica, 1975. 224p.
- KNIGHT, Roger. Definition of a deep water field development. Deepwater [online]. London: Infield system Ltd., atualizada em 23/09/98. Disponível em: <<http://www.deepwater.co.uk/info.htm>>.
- LALL, S. Technological learning in the Third World: some implications of technology exports. In: STEWART, F. JAMES, J. (Orgs.). The economics of new technology in developing countries. Londres: Frances Pinter, 1982.
- LA TOUR, Boy X, APPERT, Oliver. Exploration et Production des Hydrocarbures: les enjeux Technologiques pour L' Europe. Revue de l'énergie. Paris, n. 485, février, 1997.
- LA TOUR, Boy X. de, et alli. Nouveaux pétroles: quel avenir? Revue de L'Institute Français du Pétrole. Paris, v.41, n.4, pg. 451-459, juil-aout, 1986.
- LA TOUR, Boy X. de, LEUCH, H. Le Nouvelles Techniques de Mise en valeur des ressources d'hydrocarbures. L'Institute Français du Pétrole. Paris, v.36, n.3, pg. 251-280, mai-juin, 1981.
- LA TOUR, Boy X. Technologies pétrolières: les nouvelles frontières. Revue de l'énergie. Paris, n. 456, février, p. 105-111, 1994.
- _____. Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier. L'Institut Français du Pétrole, Paris, v.44, n.1, pg.3-27, janvier-février, 1989.
- _____. et. alii. Nouveaux pétroles: quel avenir?. *Revue de L'Institut Français du Pétrole*. Paris, v.41, n.4, p. 451-459, juillet-aout, 1986.
- LEPRINCE, P. Reduire les coûts des opérations pétrolières. Reveu de L'Institute Français du Pétrole, Paris,v.41,n.2, pg.163-172, mars-avril, 1986.
- LLERENA, Daniel. Internalisation de L'environnement et apprentissages dans les organisations. Strasbourg. 1996. (These de Doctorat). 390p.
- LUNDVALL, Bengt-Ake, ANDERSEN, Esbern Sloth. Small nation systems of innovation facing technological". In: FREMAN, C, LUNDVALL, Bengt-Ake (orgs.). *Small countries facing the technological revolution*. New York: Pinter Publishers, 1988. p. 9-36
- _____. Innovation as an interactive process: from user-producer interaction to the nation system of innovation. In: DOSI, G. et alii (orgs.). *Technological capability in the Third World*, 1988. p.349-370.

BIBLIOGRAFIA

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

- MACEDO E SILVA, Antônio Carlos. *PETROBRÁS: A consolidação do monopólio estatal e a empresa privada (1953 - 1964)*. Campinas: UNICAMP, 1985. (Dissertação de mestrado). 337p.
- MATESCO, Virene, DAHAB, Sonia. Empresa líder e o desenvolvimento tecnológico: a indústria metal-mecânica no Brasil. in: *Anais XVIII do Encontro Nacional de Economia*, Brasília, DF, 1990.
- MELO, Luiz Martins de. *Sistema Nacional de Inovação(SNI): uma proposta de abordagem teórica*. Rio de Janeiro: IEI/UFRJ, 1995.
- NELSON, R. & WINTER, S. *An evolutionary theory of economics change*. Nova York: Harvard University Press, 1982. 437p.
- _____. Institutions supporting technical change in the United States. In DOSI, G. et alii (orgs.) *Technological capability in the Third World*, 1988. p.312-329.
- NEVES, Cíntia. *A indústria de equipamentos de perfuração de petróleo no Brasil: 1954/1983*. Rio de Janeiro: UFRJ, 1986. (Dissertação de mestrado). 146p.
- NÖEL, Pierre. La scène pétrolière en transition: une perspective d'économie politique internationale sur les changements structureles, 1980-95. *Revue de l'énergie*. Paris, n. 484, p. 8-26, janvier, 1997.
- OLALDE, Alicia Ruiz. *Inovações Institucionais & Inovações Tecnológica: as redes de inovação*. Campinas: Instituto de Economia, UNICAMP. (Tese de Doutorado). 116p. 1999.
- OLIVEIRA, Sérgio. *A nova fronteira. Brasil Mineral*, São Paulo, n.23, pg. 12-27, out., 1985.
- PERRODON, Alain. *Historire des Grandes découvertes pétrolières - un certain art de l'exploration*, Paris: Elf Aquitaine/ Masson, 1985. p.139-152
- PETROBRÁS. *Relatório de Atividades*. 1986-1998. Rio de Janeiro.
- _____. *Relatórios de Reavaliação do PROCAP 2000*. 1993-1998. Rio de Janeiro (mimeo).
- PIMENTA-BUENO, J. A., OHAYON, P. Subsídios para a formulação de mecanismos de apoio aos programas mobilizadores integrantes do PACTO. In: *Anais do XVII Simpósio Nacional de Gestão da Inovação Tecnológica*. São Paulo, 1992.

BIBLIOGRAFIA

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas

APÊNDICE METODOLÓGICO

APÊNDICE METODOLÓGICO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

227

ASPECTOS METODOLÓGICOS DA TESE

A elaboração desta tese, obedeceu a metodologia do trabalho de campo e ao processo de sistematização das informações, colhidos durante toda a pesquisa.

1. SELEÇÃO DO OBJETO DE ANÁLISE E PLANO DE TRABALHO DA PESQUISA

Este projeto de tese é uma continuidade da discussão realizada no âmbito da dissertação do mestrado, sobre a abordagem do surgimento das atividades de Exploração & Produção de petróleo marítimo, bem como os esforços de Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica da PETROBRÁS, para fazer face às jazidas gigantes em águas profundas (FREITAS, 1993). Na fase de elaboração final deste trabalho, a PETROBRÁS estava concluindo o PROCAP 1000 e muitas questões relevantes ainda não se encontravam disponíveis para uma visão geral dos impactos deste programa nas atividades da Companhia.

O PROCAP 1000 teve vários desdobramentos na empresa, principalmente a criação do segundo programa de capacitação: o PROCAP 2000. Na época, eram perceptíveis alterações na condução do primeiro e no segundo programa tecnológico (PROCAP).

A primeira parte do trabalho envolveu maior conhecimento a respeito de algumas metodologias de avaliação econômica de grandes programas tecnológicos, através dos esforços no conhecimento da metodologia do BETA (Bureau d'Economie Théorique et Appliquée), que possibilita a avaliação *ex-post* de programas tecnológicos. Um aspecto importante foi ter participado do projeto de pesquisa sobre avaliação de programas tecnológicos, realizado pela UNICAMP, que contemplou a aplicação da metodologia do BETA.

A segunda parte do trabalho envolveu a pesquisa de campo da tese, na qual foram desenvolvidas três atividades, a saber: I) avaliação e seleção dos projetos de pesquisa do PROCAP 1000, II) pesquisa em documentação técnica e suportes especiais e III) procedimentos para realização do trabalho de campo.

Na terceira parte, estão condensadas as informações utilizadas neste trabalho e na última parte, a exposição dos dados levantados, e como os mesmos foram analisados nesta tese.

2. METODOLOGIA DO BETA

A metodologia do BETA (Bureau d'Economie Théorique et Appliquée) insere-se no conjunto de metodologias de avaliação de grandes programas tecnológicos que foram desenvolvidas com o propósito de compreender a diversidade de impactos em uma vasta gama de instituições participantes envolvidas em esforços de P&D. No plano macro, estas metodologias surgem como ferramentas de análise e possibilitam subsidiar políticas de agências de financiamento governamentais, bem como proporcionar o estudo dos resultados alcançados por grandes empresas. Destacam-se os trabalhos na linha executada pelo BETA da Universidade de Estrasburgo que vem se especializando em trabalhos, promovendo a avaliação de programas de fomento em sua fase pré-competitiva, como o BRITE (Basic Research in Industrial Technology for Europe) e o EURAM (European Research on Advanced Materials) da comunidade Européia.

A metodologia empregada pelo BETA consiste na identificação e quantificação dos impactos, diretos e indiretos, promovidos pelo programa tecnológico objeto de análise. Os impactos diretos são analisados através dos resultados alcançados após a consecução dos objetivos previamente determinados no escopo do projeto. A avaliação desses impactos leva em consideração os aspectos associados ao aumento de conhecimento tecnológico resultante da atividade do projeto. Os impactos indiretos resultam naqueles benefícios que

APÊNDICE METODOLÓGICO

transcendem o objetivo proposto inicialmente durante a definição do projeto. Estes, de fato, acontecem devido ao processo de aprendizagem adquirido ao longo do projeto. Os impactos indiretos podem ser subdivididos em: impactos tecnológicos, impactos comerciais, impactos organizacionais e impactos em recursos humanos.

Os impactos tecnológicos são decorrência do processo de transferência tecnológica oriunda das atividades do projeto em outras atividades. Estas transferências podem permitir novos produtos, novos processos, patentes e/ou serviços tecnológicos.

Impactos comerciais podem se traduzir no aumento da atividade econômica, proporcionado pelo estreitamento das relações entre participantes do projeto de pesquisa (impactos de rede), ou decorrem quando os participantes adquirem maior reconhecimento e notoriedade externa, traduzindo-se em novos contratos e/ou aumento das vendas (impactos de reputação).

Impactos organizacionais procuram identificar as mudanças organizacionais ocorridas (novas habilidades no gerenciamento de projetos, adoção de metodologias, introdução de inovações organizacionais).

Por fim, os impactos em recursos humanos prevêm a incorporação de novas competências e habilidades através da capacitação de mão-de-obra.

Os impactos podem ser quantificados quanto ao valor agregado gerado ou de redução de custos. Os impactos negativos resultantes de perdas econômicas devido ao fracasso de projetos também devem ser considerados.

APÊNDICE METODOLÓGICO

Quadro 19
FORMAS DE QUANTIFICAÇÃO DOS IMPACTOS

Tipos de Impactos		Quantificação
Impactos Diretos		Vendas/redução de custos
Impactos Indiretos: tecnológicos, comerciais, organizacionais e de RH		
Tecnológicos	Transferências de produtos	Vendas/novos contratos de pesquisa
	Transferência de processos	redução de custos/novos contratos de pesquisa
	Transferência de serviços	Vendas/novos contratos de pesquisa
	Patentes	custo de patenteamento
Comerciais	Impactos de rede	vendas/redução de custos/novos contratos de pesquisa
	Efeitos de reputação	
Organizacionais	Gerenciamento de Projeto	redução de custos/novos contratos de pesquisa
	Organização	redução de custos/vendas/orçamento
	Métodos	redução de custos
Recursos Humanos	Competência Treinamento	equivalente monetário em homens/horas

Fonte: BACH *et alii* (1994), com modificações

A metodologia do BETA sofreu algumas adaptações para ser utilizada na pesquisa de campo sobre o PROCAP 1000. Entre as grandes vantagens desta aplicação metodológica vale ressaltar a possibilidade de realizar uma valoração econômica em projetos de pesquisa já encerrados, onde se busca investigar o coeficiente de paternidade do conhecimento tecnológico desenvolvido nas atividades produtivas correntes da empresa.

3. PESQUISA DE CAMPO DA TESE

3.1 Avaliação e Seleção dos Projetos

Numa primeira fase, foi feita uma análise dos 116 projetos pertencentes ao PROCAP 1000, com vistas à seleção de uma amostra-piloto composta por 5 projetos deste programa.

A seleção da amostra-piloto de projetos do PROCAP 1000 considerou alguns critérios fundamentais, como: a relevância da tecnologia e/ou pontos críticos para a companhia nas atividades de Exploração & Produção em águas profundas; o envolvimento de participantes externos à companhia; atividades de manutenção críticas na empresa.

Estes 5 projetos permitiram investigar o ciclo vida do projeto, compreendendo desde a concepção até a sua aplicação na atividade produtiva. Pelo conhecimento anterior adquirido durante a elaboração da dissertação de mestrado (FREITAS, 1993), sabíamos que os equipamentos submarinos (robôs, ferramentas de inspeção submarina, tubos/*risers* flexíveis árvores de natal molhada), sistemas flutuantes de produção (plataformas semi-submersíveis) e técnicas de limpeza de oleodutos que interligam os poços submarinos à plataforma (sistema de prevenção à formação e/ou remoção de parafinas) são consideradas tecnologias chaves para as operações de Exploração & Produção *offshore*. Sendo assim, optou-se por cinco projetos de pesquisa para realização de uma amostra piloto, o que possibilitaria um teste da técnica de avaliação proposta pelo BETA.

Escolhidos os cinco projetos, estudou-se toda a documentação técnica da companhia relativa a estes projetos, o que permitiu compreender a trajetória do projeto, o tipo de conhecimento técnico/tecnológico e/ou científico demandado e/ou envolvido; o grau

de participação dos pesquisadores e técnicos da companhia nas áreas operacionais, das instituições de pesquisa envolvidas, das universidades participantes, das parcerias com empresas de engenharia, do contato com as indústrias/fabricantes, da relação com companhias de petróleo estrangeiras e empresas classificadoras.

O passo seguinte foi alimentar um banco de dados desenvolvido para auxiliar o gerenciamento das informações técnicas existentes sobre estes projetos. Referido banco de dados é composto por duas planilhas, uma em que estão descritos os dados básicos sobre o projeto (formulário geral) e outra em que foi colocado as informações relevantes sobre o ciclo de vida do projeto na Companhia (formulário de acompanhamento). Essas planilhas eletrônicas contêm dados básicos de identificação do projeto, a saber: seu título, seu código, sua data inicial e final, custo de pessoal e de serviços demandados, seu objetivo, sua evolução, resultados obtidos, e seu benefício potencial para a companhia. (ver Anexo 2). A pesquisa utilizou dois tipos de planilha eletrônica de acompanhamento, sendo que uma delas foi gerada por técnico da PETROBRÁS e a outra por estagiário do projeto de pesquisa do qual participei na UNICAMP.

O próximo passo exigiu um contato direto, durante a realização da pesquisa de campo na Divisão de Planejamento e Administração Tecnológica (DIPLAT) no Centro de Pesquisas & Desenvolvimento da PETROBRÁS (CENPES), para conhecer melhor as atividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Pesquisa Básica do Centro da Companhia seria fundamental para a implementação do projeto.

Assim foi possível identificar os coordenadores dos projetos da amostra de teste que seriam objeto de análise, entrevistá-los, especialmente, os coordenadores dos projetos do PROCAP 1000; nessas entrevistas, foram questionados sobre o objetivo, a história e a evolução do projeto, a participação de outros órgãos da Companhia, as atividades delegadas a agentes externos (quando apontada na documentação) e dos resultados alcançados pelo projeto, inclusive visando identificar os principais participantes envolvidos

APÊNDICE METODOLÓGICO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

no desenvolvimento do projeto e do usuário final do conhecimento técnico pretendido pelo projeto em questão, pois estes seriam contactados oportunamente.

Essa abordagem objetivava confirmar as informações dos resultados do conhecimento técnico alcançados pelo projeto, bem como seus impactos em termo de custo, tempo de realização, etc., com os técnicos executantes do projeto analisado.

Das entrevistas com os usuários finais dos resultados dos projetos, surgiu a necessidade de visitação a sede da PETROBRÁS, no Rio de Janeiro, e na base de operações de E&P (em Macaé) e em uma plataforma flutuante de produção, localizada no litoral sul de Macaé (Marlim sul, bacia de Campos).

Como parte da estratégia de identificar os resultados e os impactos dos projetos, foram entrevistados os participantes que estiveram ligados ao esforço do PROCAP. Os projetos desta primeira etapa envolveram Universidades (COPPE/UFRJ, USP), empresas/fabricantes (Kvaener, Consub). Os pesquisadores e técnicos foram contactados para a realização de entrevistas sobre: descrição e visão pessoal externa dos esforços, descrição da participação no projeto, finalidades e resultados/benefícios alcançados, estreitamento da parceria nesta área, etc.

Na segunda fase, para tornar a pesquisa quantitativamente consistente foram selecionados mais 18 projetos do PROCAP 1000, sendo estes submetidos à avaliação, através da metodologia do BETA, a exemplo da amostra piloto.

3.2 Procedimentos Utilizados na Pesquisa de Campo

Buscando consolidar as informações dos entrevistados, foi feito um levantamento na biblioteca do CENPES e na documentação técnica existente na empresa. Outra fonte de dados importante diz respeito ao acervo de microfilme, onde se encontram todos os

contratos do CENPES com as instituições de pesquisa e Universidades. Realizou-se uma pesquisa que teve como período de abrangência a década de 80 e começo da década de 90, foram checados dados dos participantes externos nos projetos do PROCAP.

Além da revisão do referencial teórico, foram utilizados os seguintes procedimentos para a pesquisa de campo:

- I. coleta de dados através de entrevistas no CENPES e nas áreas gerenciais e operacionais de E&P da PETROBRÁS;
- II. elaboração de roteiro para as entrevistas registradas em fitas cassetes;
- III. transcrição das fitas cassetes gravadas;
- IV. consulta e pesquisa a publicações técnicas da empresa;
- V. visitas a instituições que participaram dos esforços de capacitação tecnológica no país;
- VI. sistematização dos dados.

4 SISTEMATIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES OBTIDAS

Os 10 meses de pesquisa no Rio de Janeiro envolveram a realização de entrevistas junto a pesquisadores do Centro de Pesquisa da PETROBRÁS (CENPES), técnicos da área gerencial e da base de operação da PETROBRÁS (edifício sede da companhia, base da empresa na região de produção e plataforma de produção no mar em Macaé), docentes das Universidades (UFRJ, PUC/Rio de Janeiro, USP), engenheiros de empresas fabricantes de equipamentos (Consub, Brasflex, Kvaerner, CBV) e a base da marinha.

Nesta parte do trabalho, foram sendo consolidadas todas as informações geradas pela pesquisa, através da leitura e análise da documentação técnica dos projetos, das

entrevistas realizadas durante o trabalho de campo (10 meses), das informações coletadas na biblioteca do CENPES, na documentação pertencente aos técnicos entrevistados, nas informações encontradas nos contratos microfilmados (1980-1992) e na área comercial do Centro de pesquisa, particularmente na área de patentes.

5 COMO FOI REALIZADA A ANÁLISE DOS DADOS OBTIDOS NA PESQUISA DE CAMPO

A partir da conclusão das atividades relacionadas com a pesquisa de campo, passou-se à sistematização das informações para elaboração deste trabalho de tese de Doutorado. Meu trabalho apresenta a análise dos dados de forma quantitativa e qualitativa, como se descreve a seguir:

5.1 Na primeira análise, apresentam-se as informações agregadas sobre o resultados tecnológicos, comerciais, organizacionais, e em recursos humanos, considerando a consistência do trabalho amostral na averiguação do resultado alcançado pelo PROCAP 1000 na empresa.

Do ponto de vista da pesquisa qualitativa, a questão foi analisada:

5.2 Como era necessário identificar a natureza dos esforços dos projetos de pesquisa pertencentes ao PROCAP 1000 e ao PROCAP 2000, buscou-se verificar a mudança na condução da política tecnológica da companhia, particularmente nos esforços orientados para as atividades de Exploração & Produção em águas profundas, a partir da análise de projetos selecionados como amostra.

5.3 Dos 22 projetos selecionados para a amostra, foram analisados aqueles projetos de pesquisa do PROCAP 1000 (1986-1991) que migraram para o PROCAP 2000 (1992-2000); O procedimento para averiguar os aspectos que abarcassem o ciclo de inovação até o ciclo de implementação dos projetos de pesquisa da Companhia, tornou-se necessário compreender:

APÊNDICE METODOLÓGICO

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

- I. a motivação para a realização do projeto de pesquisa no PROCAP 1000;
- II. a natureza das parcerias demandadas pelo projeto;
- III. as principais formas de contratação do conhecimento tecnológico;
- IV. os resultados dos projetos selecionados do PROCAP 1000;
- V. fatores que influíram para a manutenção desses projetos no PROCAP 2000;
- VI. mudanças na organização, administração e/ou arquitetura do PROCAP 1000 em relação ao PROCAP 2000;
- VII. as principais transformações percebidas nas formas de P&D na indústria do petróleo nacional.

A compreensão desses aspectos mostrou as diferenças entre os programas, e a nova formatação dos projetos revela mudanças das orientações na condução da pesquisa tecnológica da companhia nacional. A análise destes projetos pode permitir a extração de lições sobre a emergência de novos estágios no processo de aprendizagem e capacitação tecnológica na PETROBRÁS, objeto deste trabalho de tese.

APÊNDICE METODOLÓGICO

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas

ANEXO 1

SISTEMA DE PRODUÇÃO *OFFSHORE*

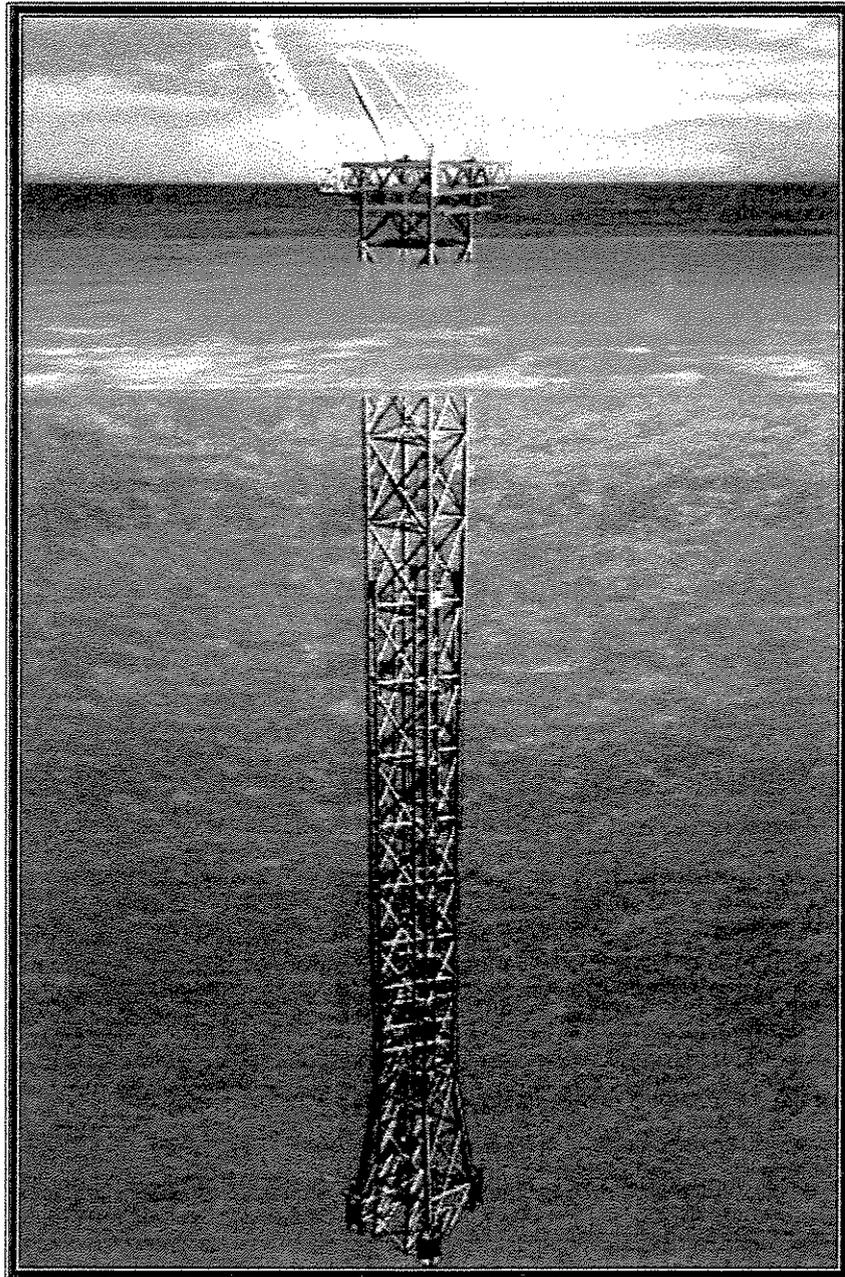
ANEXO 1

FEM - UNICAMP

Adriana Gomes de Freitas

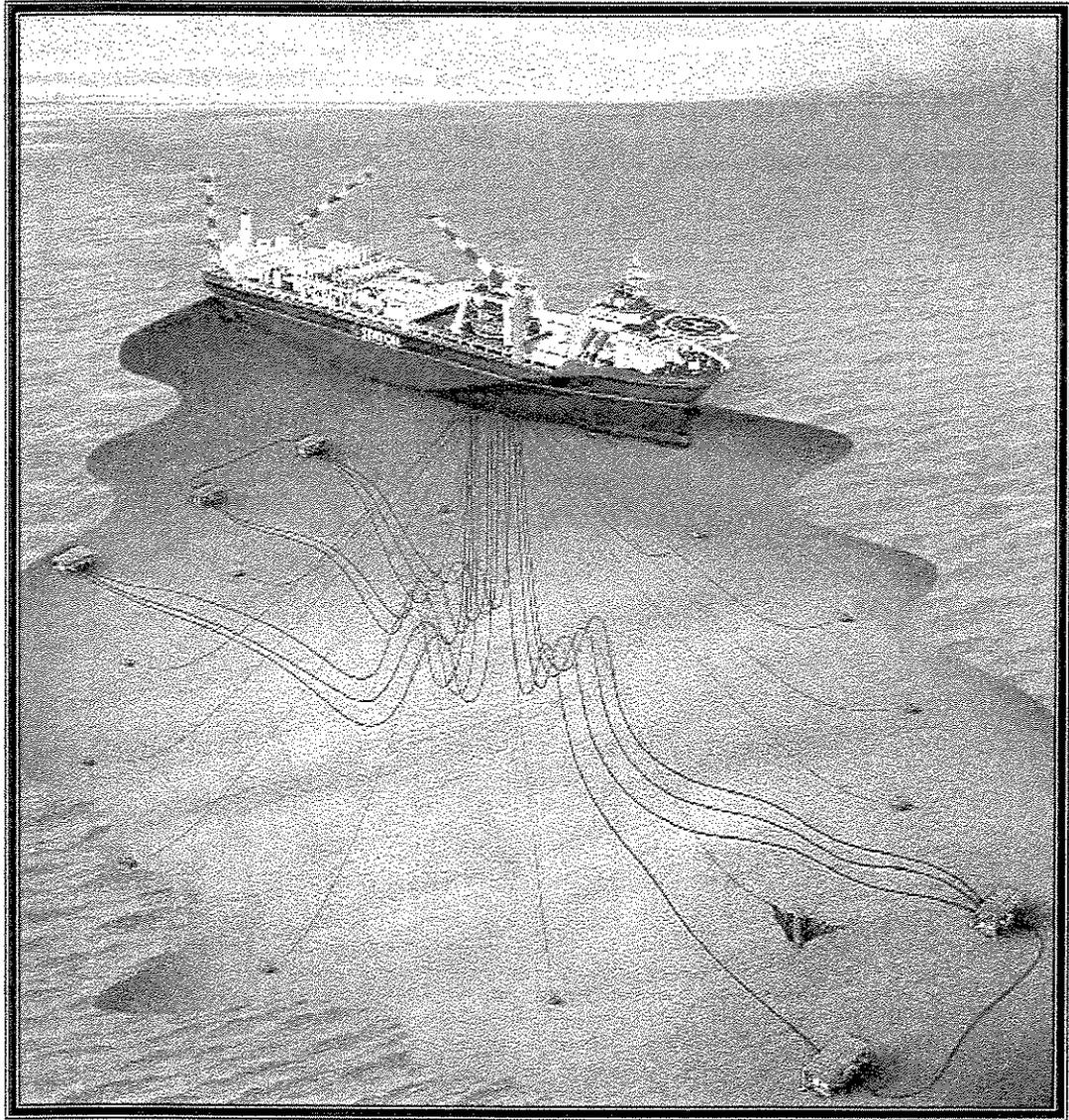
238

PLATAFORMA TORRE COMPLACENTE



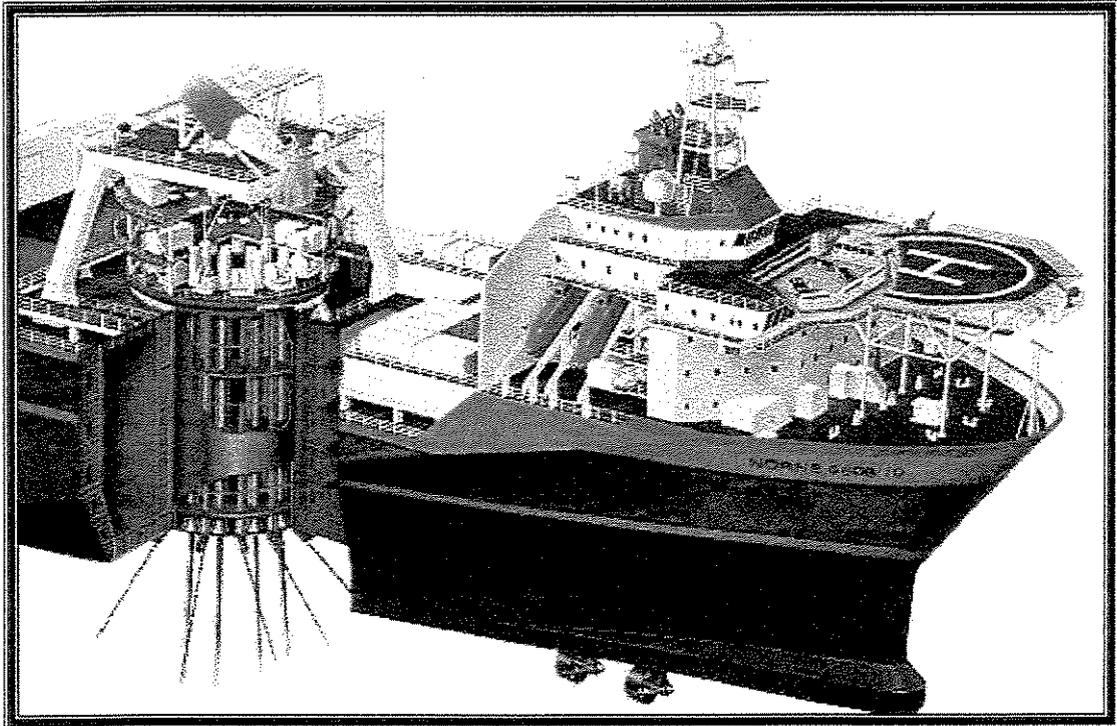
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/pate1.html>

SISTEMA FLUTUANTE DE PRODUÇÃO E ARMAZENAGEM DE ÓLEO



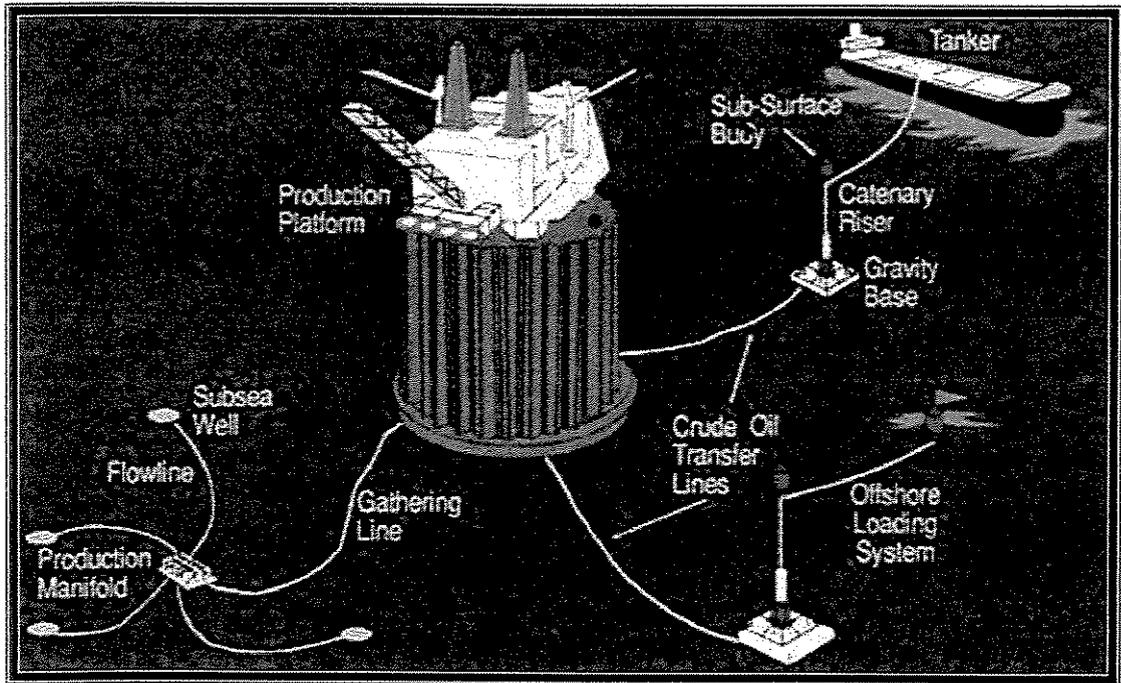
· Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/stateoil/stat3.html>

SWIVEL EM DESTAQUE EM SISTEMA FLUTUANTE DE
PRODUÇÃO EM ARMAZENAGEM DE ÓLEO



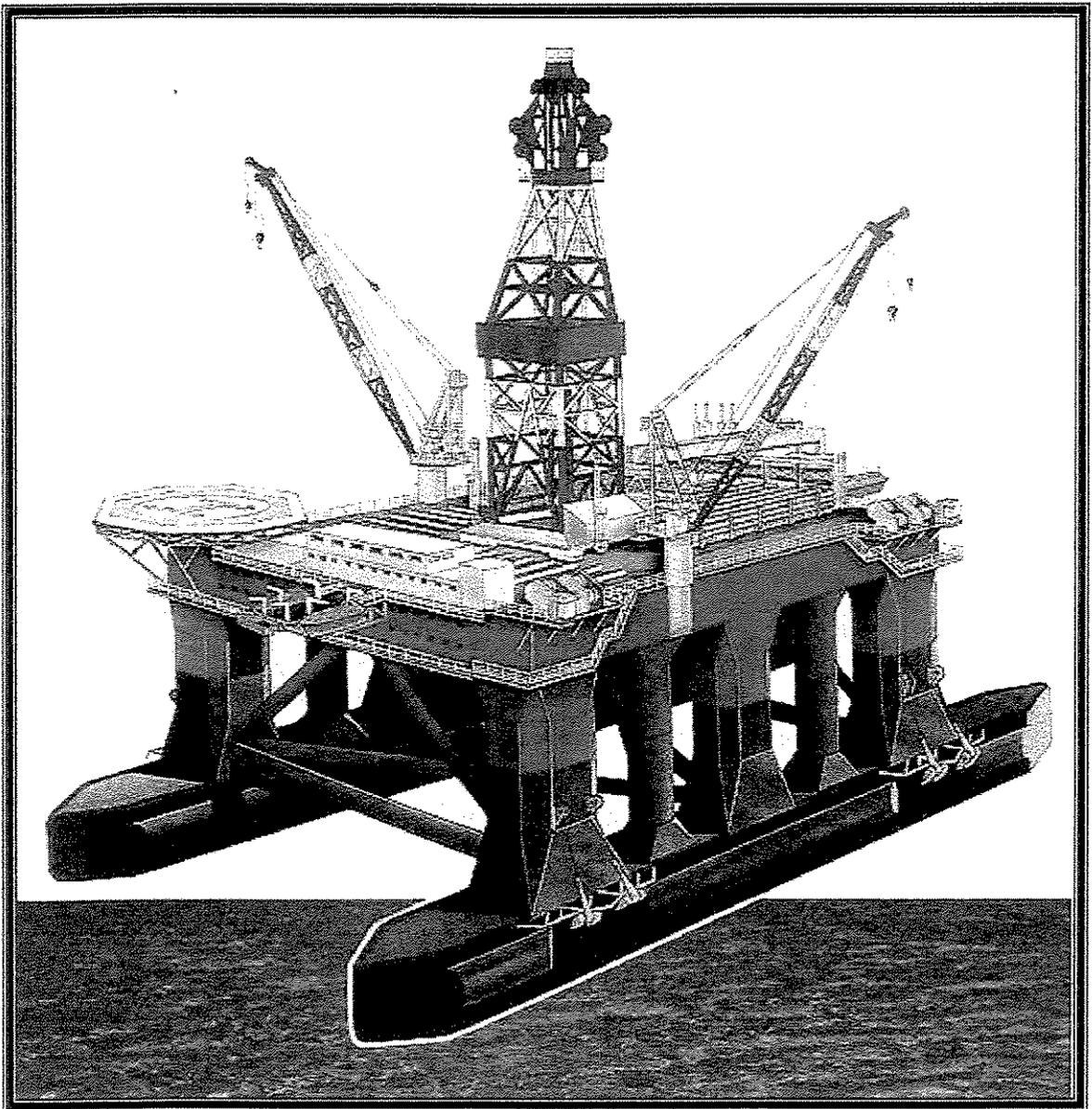
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/stateoil/stat4.html>

PLATAFORMA DE CONCRETO



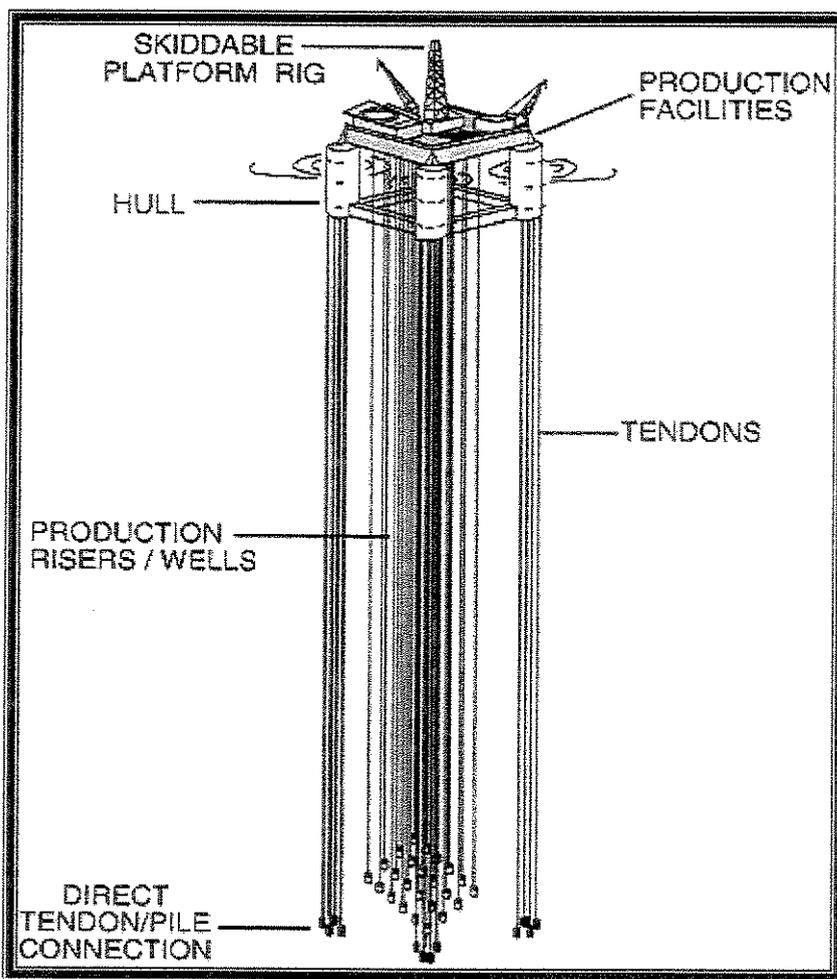
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/hibernia6.html>

PLATAFORMA SEMI - SUBMERSÍVEL



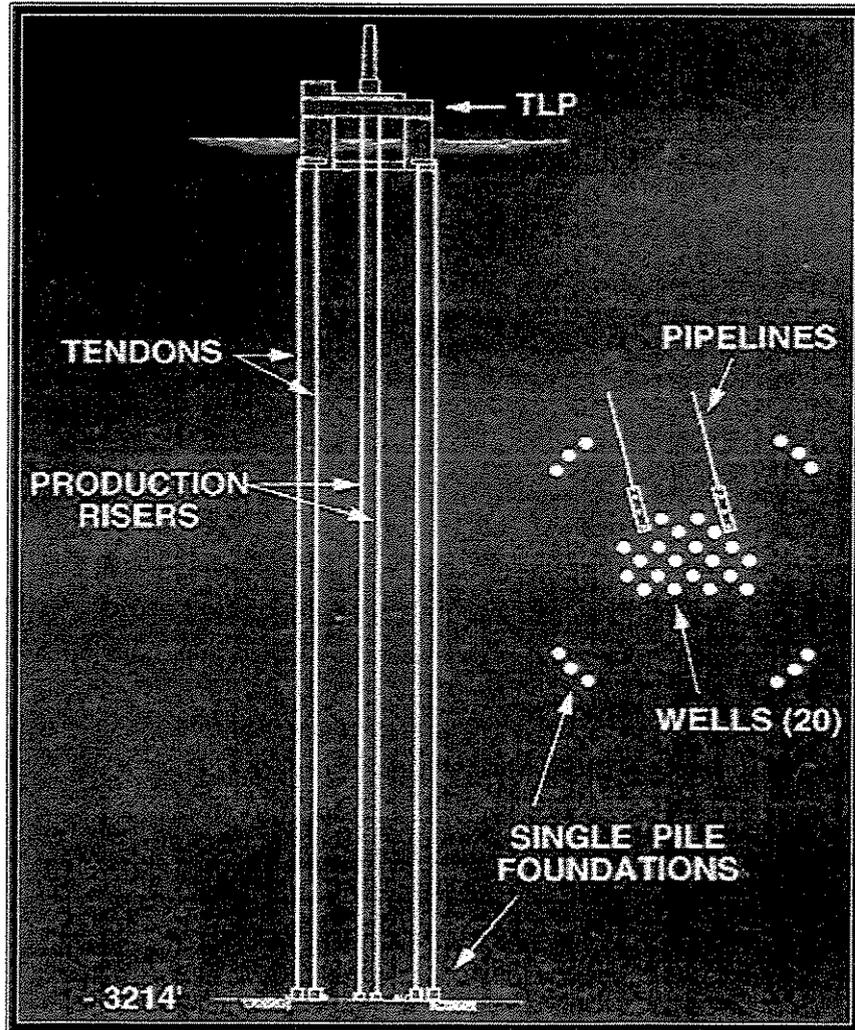
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/hover/hover7.html>

PLATAFORMA DE PERNAS ATIRANTADAS



Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/ursa/ursa2.html>

CARACTERÍSTICAS DE TLP



Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/ursa/ursa2.html>

ANEXO 2

FORMULÁRIOS DE ACOMPANHAMENTO DE PROJETOS DO PROCAP

- FORMULÁRIO GERAL DO PROJETO PROCAP 1000
- COORDENAÇÃO DO PROJETO
- PARTICIPANTE INTERNO
- PARTICIPANTE EXTERNO

ANEXO 2

FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas

246

Formulário Geral do Projeto Procap 1000

Número: Código do Procap: Divisão:

Início do projeto: Data de encerramento:

Nome:

Objetivo do projeto:

Coordenador no plano de ação: Tel:

Coordenador no encerramento: telefone:

hms: hhm: Custo Serviço: Custo Pessoal:

Encerramento do projeto: Estado final do projeto:

Benefícios alcançados:

Observação:

Coordenação do Projeto

Tema procap:

Orgão:

Título:

Coordenador:

resultados:

observação:

Participante interno

Número sequencial:

Órgão/ Divisão /Setor:

Técnico Responsável:

Objetivo da participação:

Participante externo

número do participante:

participante:

nome do responsável:

objetivo:

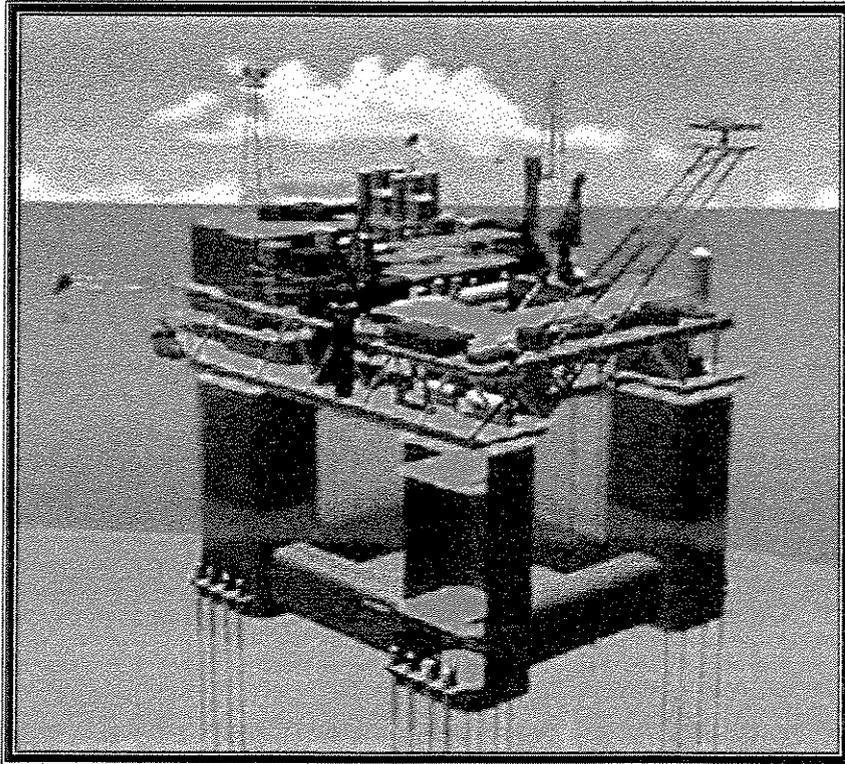
ANEXO 3

PLATAFORMAS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS PELA PETROBRÁS
PROJETOS DE PESQUISA DO PROCAP 1000 E DO PROCAP 2000

ANEXO 3

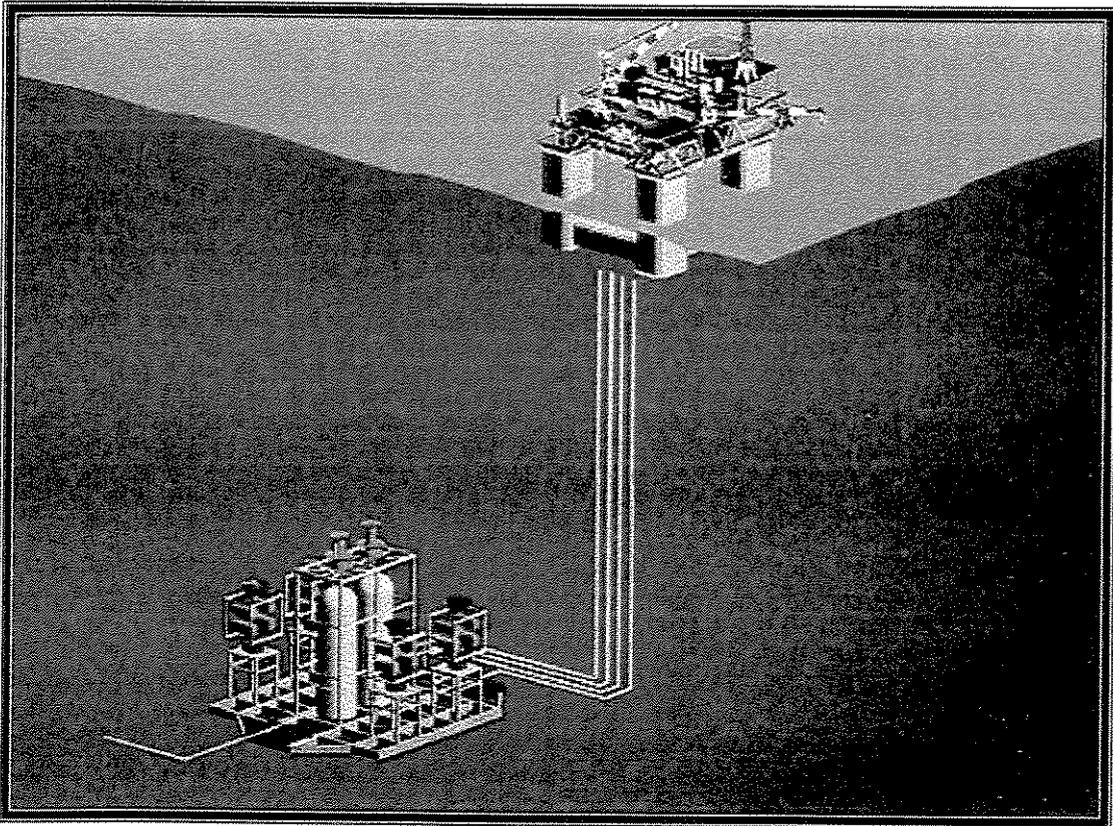
FEM - UNICAMP
Adriana Gomes de Freitas
251

TLP 1000 (PROCAP 1000)



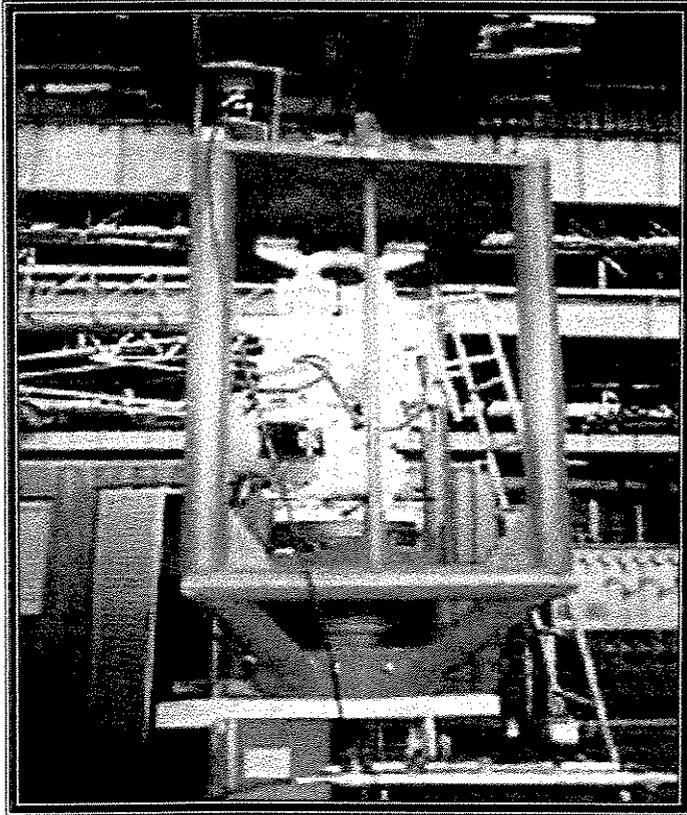
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/petro4.html>

PETROBOOST (PROCAP 1000)



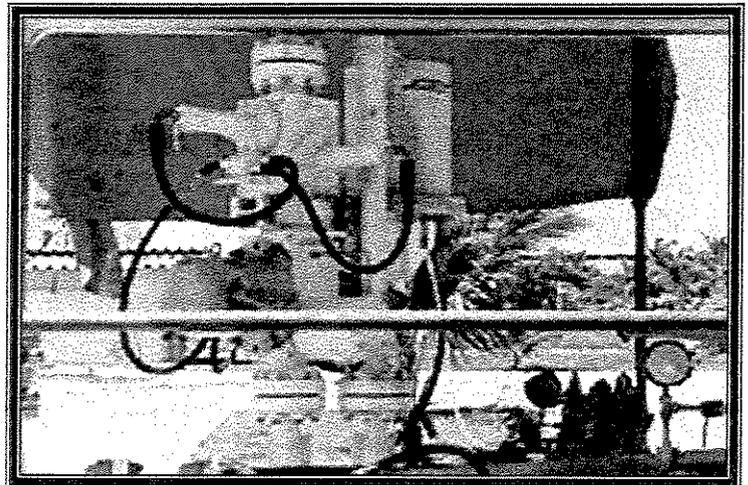
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/petro3.html>

EQUIPAMENTO UTILIZADO PELO SISTEMA DE BOMBEAMENTO (SBMS) E MEDIÇÃO MULTIFÁSICA (PROCAP 2000)



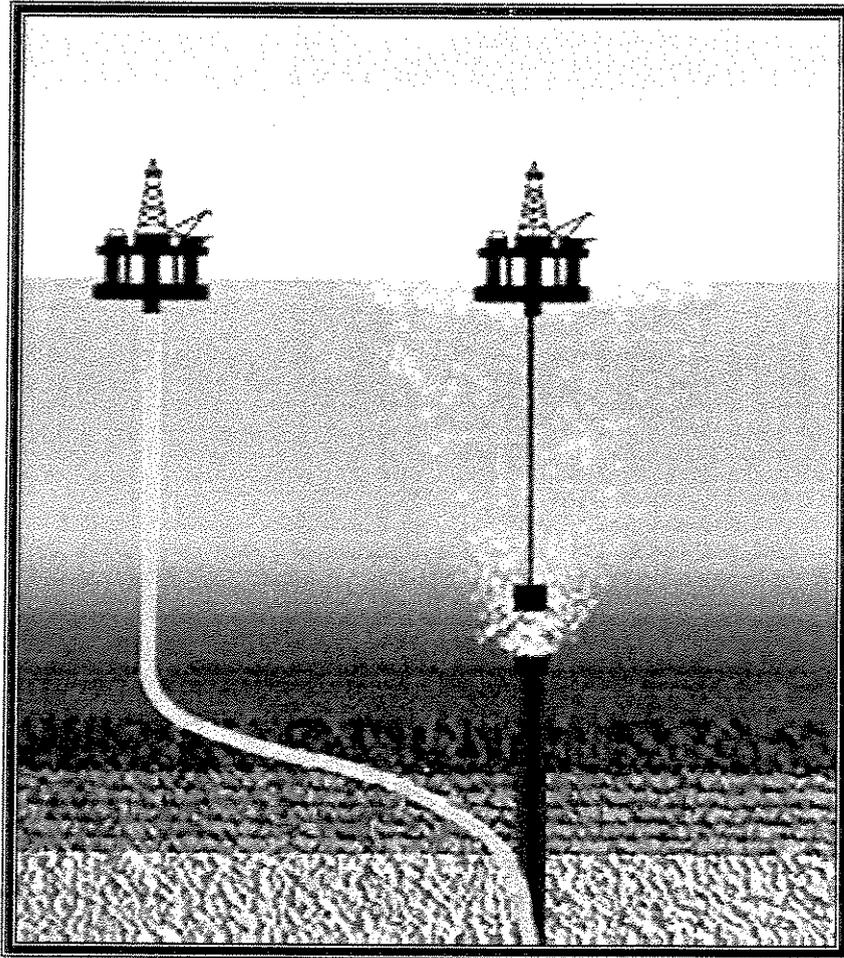
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/petro6.html>

EQUIPAMENTO UTILIZADO PELO SISTEMA DE BOMBEAMENTO (SBMS) E MEDIÇÃO MULTIFÁSICA (PROCAP 2000)



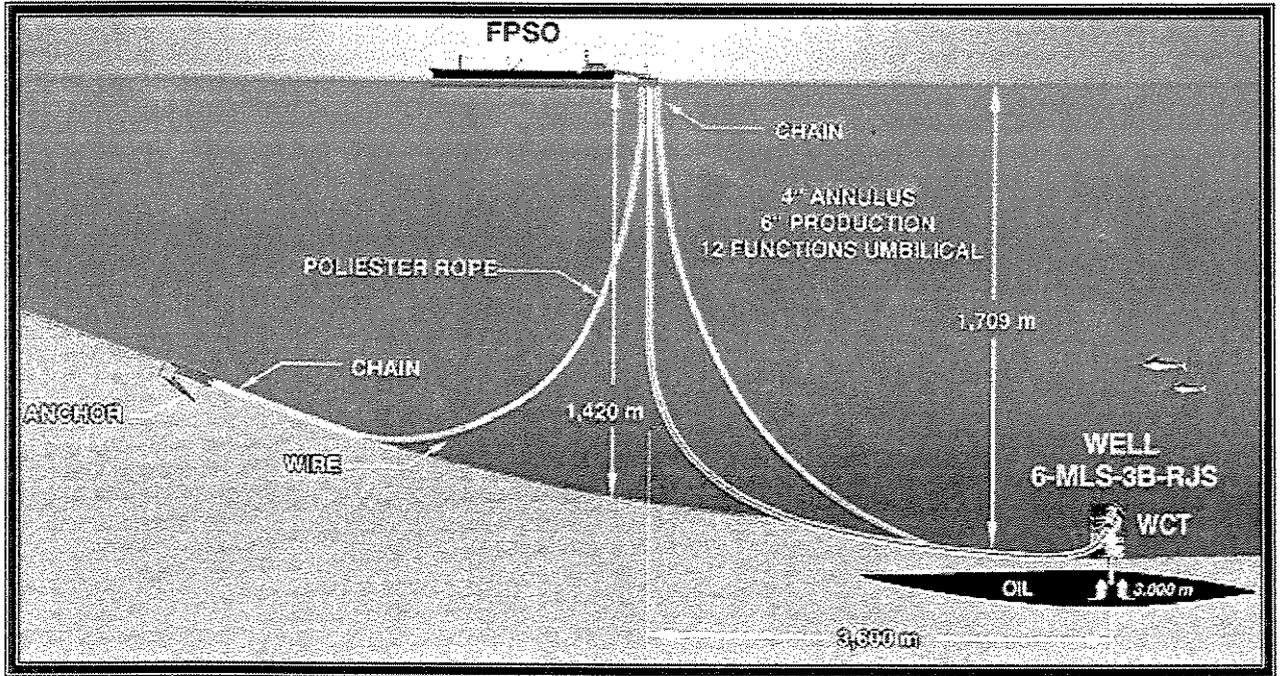
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/petro8.html>

CONTROLE DE KICKS BLOWOUT EM POÇOS DE ÁGUAS PROFUNDAS
(PROCAP 2000)



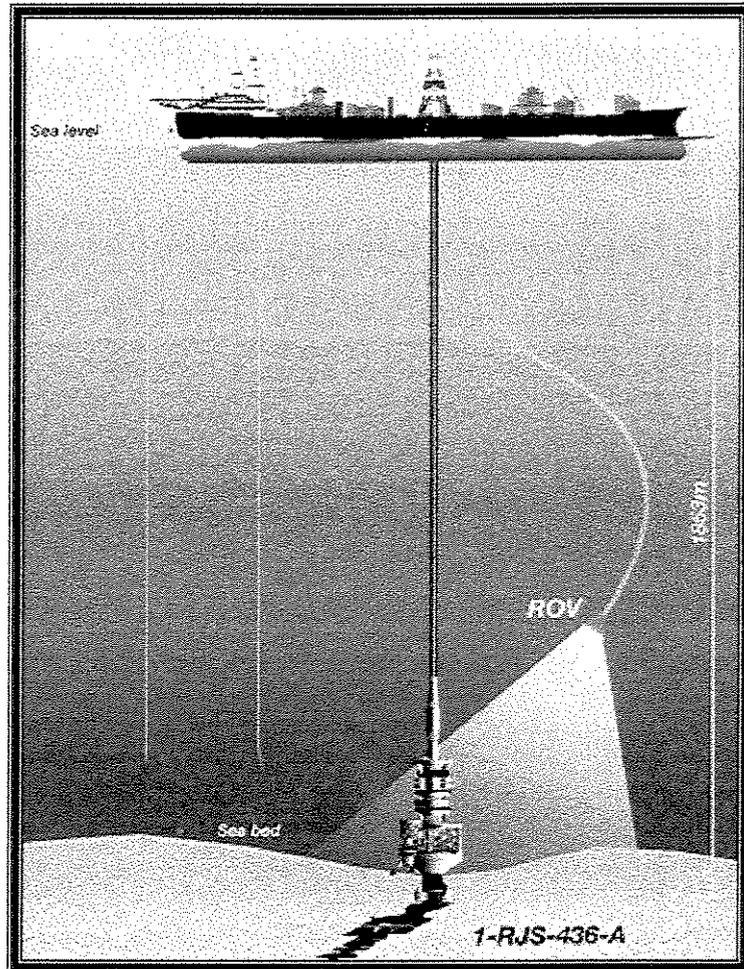
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/petro7.html>

ESQUEMA DO FPSO DE MARLIM SUL



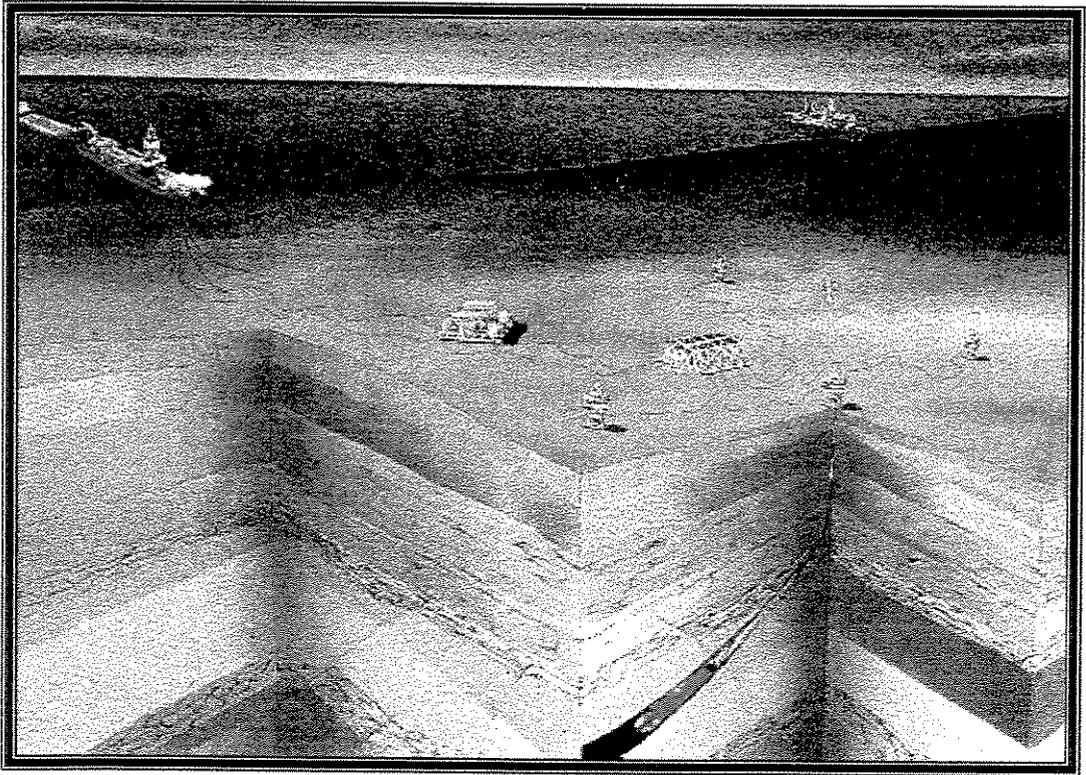
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/marlim/marlim7.html>

FPSO PARA CAMPO DE RONCADOR



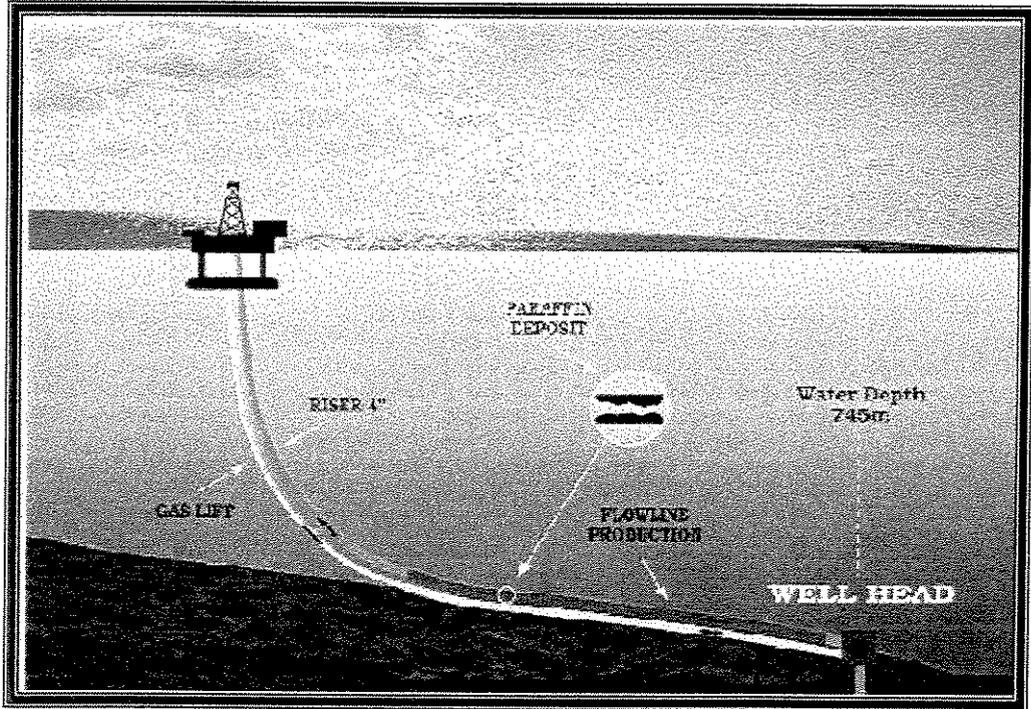
Fonte <http://www.offshore-technology.com/projects/roncador/roncador4.html>

LAY OUT DO SISTEMA SUBMARINO



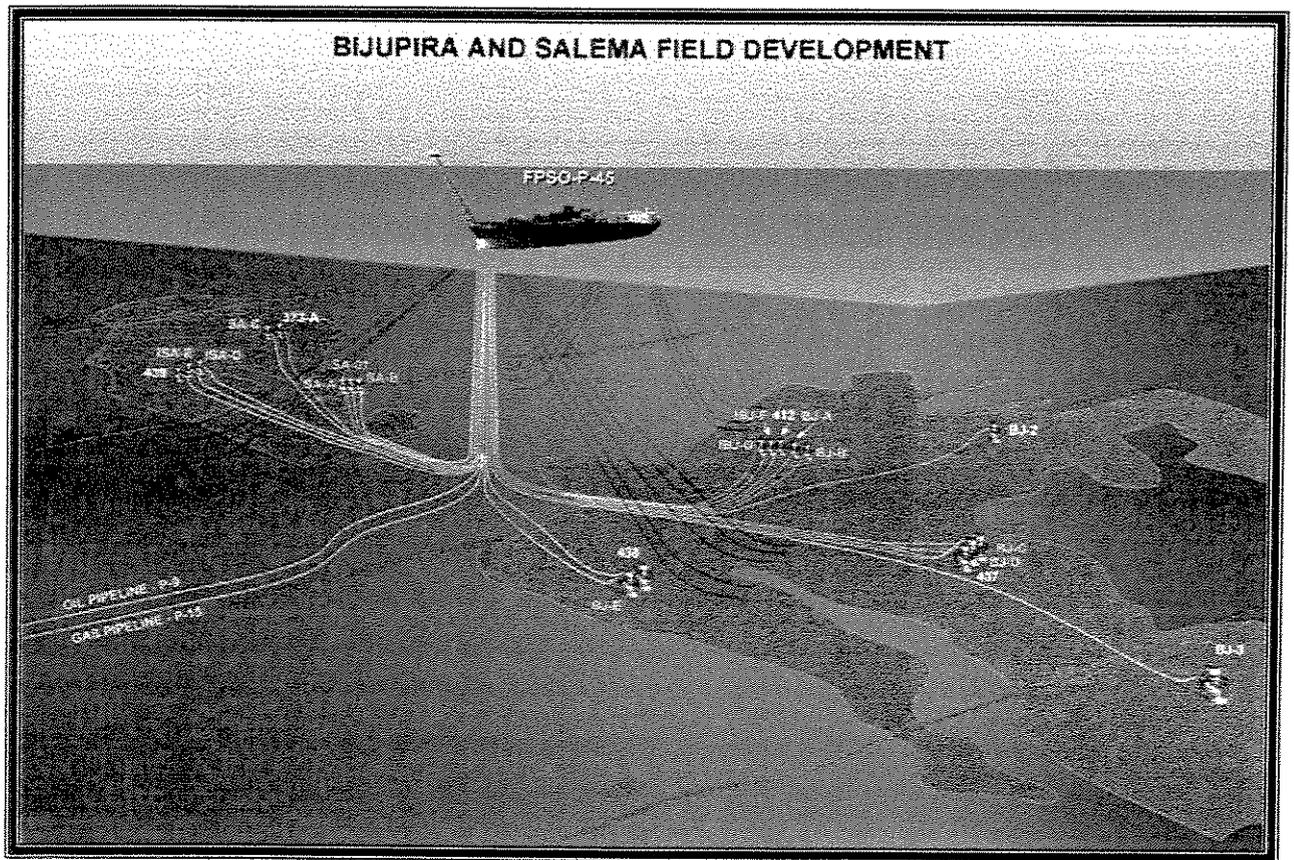
Fonte: PETROBRÁS/CENPES

SISTEMA GERADOR DE NITROGÊNIO (SGN)
(PROCAP 1000 E 2000)



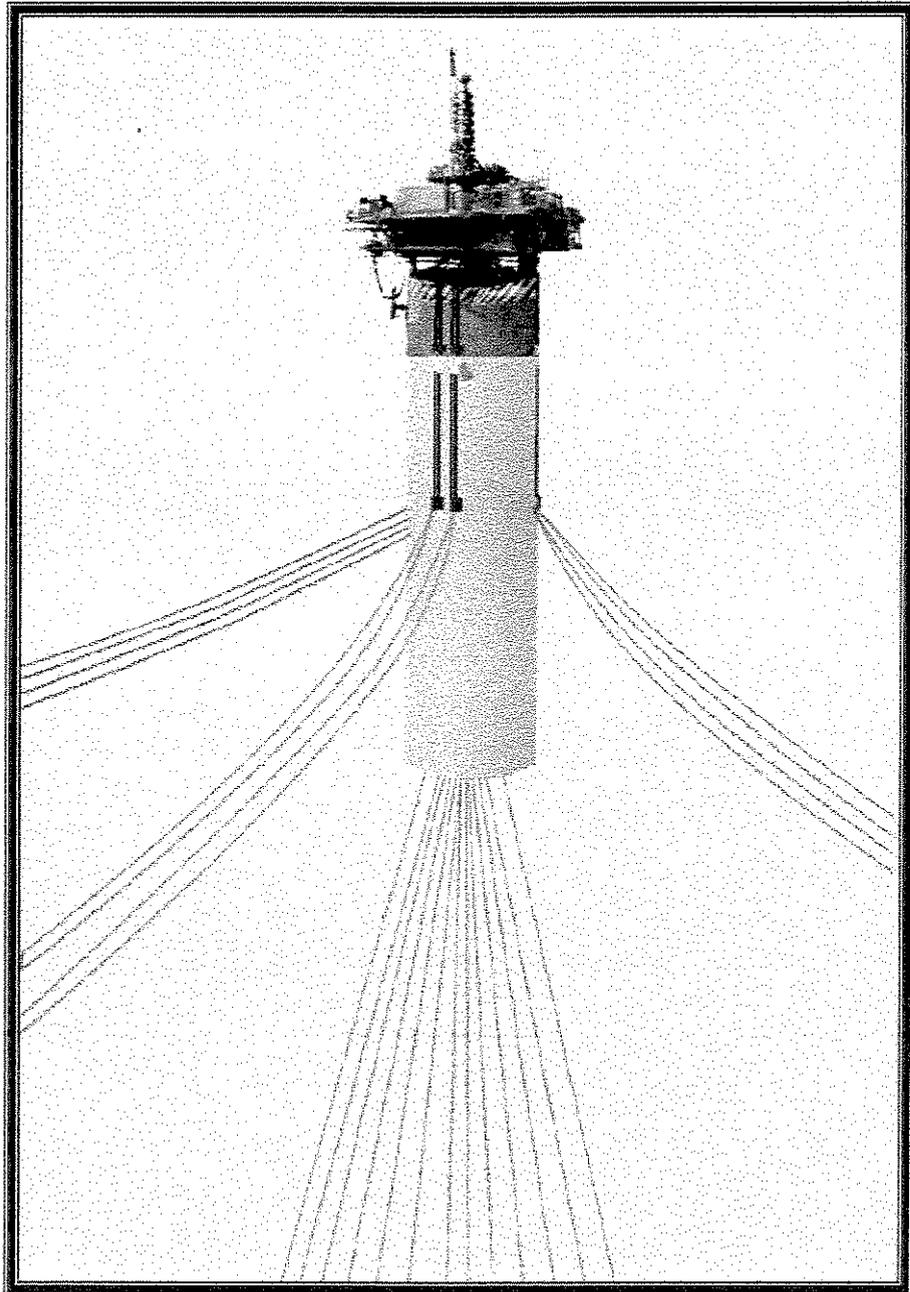
Fonte: PETROBRÁS/CENPES

SISTEMA DE ÂNCORAGEM POR COMPLACÊNCIA DIFERENCIADA (DICAS)
(PROCAP 2000)



Fonte: PETROBRÁS/CENPES

PLATAFORMA SPAR BUOY
(PROCAP 2000)



Fonte: PETROBRÁS/CENPES