

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MESTRADO EM DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

**O PROCESSO DE APRENDIZADO TECNOLÓGICO NA TRAJETÓRIA DO
SISTEMA DE PRODUÇÃO FLUTUANTE EMPREENDIDO PELA PETROBRÁS
EM SEU PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS
PROFUNDAS – PROCAP**

JOSÉ BENEDITO ORTIZ NETO

CURITIBA
JULHO 2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MESTRADO EM DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

**O PROCESSO DE APRENDIZADO TECNOLÓGICO NA TRAJETÓRIA DO
SISTEMA DE PRODUÇÃO FLUTUANTE EMPREENDIDO PELA PETROBRÁS
EM SEU PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS
PROFUNDAS – PROCAP**

Dissertação de mestrado apresentada ao Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Walter Tadahiro Shima.

CURITIBA
JULHO 2006

TERMO DE APROVAÇÃO

JOSÉ BENEDITO ORTIZ NETO

O PROCESSO DE APRENDIZADO TECNOLÓGICO NA TRAJETÓRIA DO SISTEMA
DE PRODUÇÃO FLUTUANTE EMPREENDIDO PELA PETROBRÁS EM SEU
PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS –
PROCAP

Dissertação de mestrado apresentada ao Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências Econômicas, pela seguinte banca examinadora:

Prof. Dr. Walter T. Shima (Orientador)
CMDE - UFPR

Prof. Dr. Huáscar F. Pessali
CMDE – UFPR

Profa. Dra. Márcia R. G. Câmara.
Dep. Economia – UEL

CURITIBA
JULHO/2006

À minha esposa e à minha família.

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação não é resultado unicamente de meus esforços individuais e por isso agradeço a todos aqueles que de alguma forma me ajudaram nesta árdua empreitada.

Primeiramente agradeço à minha esposa e companheira Romara, por ter tido paciência de me acompanhar nos dois anos de mestrado e, principalmente, por me apoiar nos momentos mais difíceis. Similarmente, agradeço aos meus demais familiares, principalmente à minha mãe, que além do apoio afetivo me apoiou financeiramente em alguns momentos.

Em segundo lugar, agradeço aos professores do Departamento da Pós por contribuírem com minha formação intelectual, principalmente ao meu professor orientador: Walter Shima, por suas sugestões, confiança e amizade. Agradeço também às sugestões dos professores que compuseram a banca da dissertação: Huáscar Pessali e Márcia Gabardo – e pelas críticas do Prof. Victor Alvarez.

Agradeço também aos profissionais da Petrobrás que me receberam com muita gentileza e principalmente por me concederem muitas informações.

Por fim, agradeço à Capes pela bolsa de estudos concedida.

RESUMO

A exploração de petróleo em reservatórios marítimos passou a ter um maior destaque na indústria do petróleo no início do século XX. Entretanto, apenas com os choques do petróleo na década de 70 e o conseqüente aumento no preço do mineral a exploração em águas se tornou uma prática amplamente disseminada na indústria. Nesse período a Petrobrás começou suas atividades de prospecção de petróleo em águas, mas utilizando tecnologias importadas. Na década de oitenta, diante da falta de tecnologia no mercado para operar otimamente nos campos brasileiros recém descobertos, a Petrobrás deu início a um processo de aprendizado interno, a fim de suplantar os gargalos tecnológicos não superados pela tecnologia disponível no mercado, viabilizando assim a produção de petróleo em águas profundas no país. A Petrobrás, através de seu centro de pesquisas (Cenpes), criou em 1986 o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas - PROCAP. O objetivo da dissertação é analisar a evolução do aprendizado tecnológico, a partir do PROCAP, que permitiu à companhia superar seus entraves tecnológicos e a se tornar uma das líderes mundiais em tecnologias de exploração de petróleo em águas profundas. A conclusão geral da análise foi a constatação da evolução do aprendizado inicialmente caracterizado pelo aprender através do uso do conhecimento, depois pelo fazer conhecimento e finalmente pela simulação. Para realizar este objetivo, a dissertação utiliza o referencial teórico neoschumpeteriano, acerca do progresso tecnológico, como instrumental analítico.

Palavras-Chave: Conhecimento, Aprendizado, Trajetórias Tecnológicas, Exploração *Offshore* de Petróleo, Petrobrás e PROCAP.

SUMÁRIO

Introdução	01
PARTE I – Elementos teóricos relevantes para a análise do tema	06
1. REFERENCIAL DE ANÁLISE	07
Introdução	07
1.1 Paradigmas e Trajetórias Tecnológicas	07
1.1.1 Conceitos e características básicas	07
1.1.2 <i>Path-Dependence</i> e <i>Lock-in</i> nas trajetórias tecnológicas	10
1.2 Processo de Aprendizagem nas Trajetórias Tecnológicas	12
1.2.1 Características do conhecimento científico e tecnológico	12
1.2.2 O aprendizado tácito dos agentes	16
1.3 Redes no Processo de Inovação Tecnológica	20
1.3.1 Sistemas de Inovação	25
1.4 Conclusões Parciais	26
PARTE II – Evolução do Segmento <i>Offshore</i> no mundo e no Brasil	28
2. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SEGMENTO <i>OFFSHORE</i> NO MUNDO	29
Introdução	29
2.1 O início da exploração <i>offshore</i> e da trajetória SRP no Golfo do México: séc.XIX-1960	31
2.1.1 A produção <i>offshore</i> embrionária: processo sem plataformas	31
2.1.2 A produção <i>offshore</i> no Golfo do México	33
2.1.2.1 O Pioneirismo <i>offshore</i> no Estado de Lousiana e o crescimento da “grande árvore”	33
2.1.3 O início da trajetória do Sistema de Produção Rígida: a primeira forma das plataformas independentes	36
2.1.4 Os leilões nos campos do Golfo promovendo o desenvolvimento tecnológico no SRP	40
2.1.5 Os furacões no Golfo influenciando a busca por novas soluções tecnológicas	43

2.2 A produção de petróleo no Mar do Norte e o desenvolvimento de novas trajetórias tecnológicas	45
2.2.1 O avanço nos sistemas subsea, sísmicas e tecnologia de perfuração: o crescimento da “grande árvore” na Noruega	45
2.2.2 A produção no Reino Unido e as novas trajetórias tecnológicas	48
2.2.2.1 A nova plataforma de exploração de petróleo em águas: o modelo flexível de produção	50
2.3 A evolução da trajetória TLP no Golfo do México: <i>back to the roots</i>	52
2.4 Os demais modelos dentro da trajetória das plataformas flutuantes	54
2.5 Conclusões Parciais	55
3. O SEGMENTO <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL ANTES DO PROCAP	58
Introdução	58
3.1 A produção <i>offshore</i> e a Indústria do Petróleo no Brasil	58
3.1.1 A representatividade da Bacia de Campos (RJ e ES) na produção <i>offshore</i> de petróleo no Brasil	61
3.2 A formação de conhecimento científico e tecnológico nos centros de P&D da Petrobrás até 1986	62
3.2.1 O início da atividade de P&D dentro da Petrobrás: Cenap	63
3.2.2 O avanço nas atividades de pesquisa: Cenpes	64
3.3 A Exploração <i>offshore</i> no Brasil antes do PROCAP: 1968-1986	68
3.3.1 O início das atividades <i>offshore</i> no Brasil: região Nordeste	68
3.3.2 A evolução das atividades <i>offshore</i> no Brasil: o Sistema de Produção Antecipado na Bacia de Campos e o início da trajetória SPF	70
3.4 Conclusões Parciais	74
PARTE III - O Processo de aprendizado nas três fases do PROCAP	77
4. O INÍCIO DO DESENVOLVIMENTO DA TRAJETÓRIA EM SPF NO PROCAP 1000: uma trajetória inicialmente desenvolvida pelo uso do conhecimento existente	79
Introdução	79
4.1 Ações Institucionais para estimular e organizar o processo de capacitação tecnológica da Petrobrás no PROCAP 1000	80
4.2 Processo de aprendizado tecnológico responsável pela capacitação da Petrobrás em tecnologia <i>offshore</i> no PROCAP 1000	83
4.2.1 Projeto Detalhado da “Árvore de Natal Molhada”	83

4.2.2 Projeto conceitual do “Template/Manifold Octos 1000”	87
4.2.2.1 Desenvolvimento do “Template”	88
4.2.2.2 Desenvolvimento conceitual do “Manifold”	89
4.2.3 Projeto Conceitual de um modelo próprio de plataforma	92
4.2.4 Técnicas de Lançamento de linhas flutuantes e umbilicais	96
4.3 Conclusões Parciais	100
5. UM NOVO ESTILO DE CONDUZIR OS AVANÇOS NA TRAJETÓRIA EM SPF NO PROCAP 2000: uma trajetória desenvolvida pela criação de conhecimento	102
Introdução	102
5.1 Ações Institucionais para estimular e organizar o processo de capacitação tecnológica da Petrobrás no PROCAP 2000	103
5.2 Processo de aprendizado tecnológico responsável pela capacitação da Petrobrás em tecnologia <i>offshore</i> no PROCAP 2000	105
5.2.1: Equipamentos Subsea- VASP(<i>Vertical Annular Separation and Pumping System</i>)	105
5.2.2: Equipamentos Subsea - Bomba Centrífuga Submersível (BCSS)	108
5.2.3: Equipamentos Subsea - Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H)	112
5.2.4: Exploração - Técnica de Perfuração Horizontal	113
5.2.5: Embarcações & Ancoragem	116
5.2.6: Exploração - Sistema de Geração de Nitrogênio (SGN)	122
5.3 A quebra do Monopólio e as mudanças macro-institucionais a favor da capacitação tecnológica da Petrobrás e do setor do petróleo	125
5.3.1 A criação do fundo setorial de incentivo à pesquisa científica e tecnológica na indústria do petróleo, o CTPetro	126
5.3.2 A criação e influência da ANP no processo de capacitação local em tecnologias de exploração de petróleo	128
5.3.3 A Organização Nacional da Indústria do Petróleo	129
5.4 Conclusões Parciais	130
6. PROCAP 3000 – UMA TRAJETÓRIA EXPANDIDA COM BASE NO APRENDIZADO PELA SIMULAÇÃO	133
Introdução	133
6.1 A mudança na qualidade elementar do processo de aprendizado em torno do PROCAP 3000	134
6.2 O avanço no uso de instrumentos de modelagem computacional no Cenpes/PROCAP: características e benefícios	136
6.3 As principais inovações decorrentes da nova fase do processo de aprendizado	141
6.3.1 Tanque de Provas Numéricas: Tecnologias de Realidade Virtual	

em prol do avanço da trajetória tecnológica da Petrobrás	141
6.3.1.1 Tecnologia de realidade virtual em prol do treinamento operacional	144
6.3.2 Geo-modelagem de interpretação sísmica em 3 e 4 dimensões	145
6.3.3 Modelo matemático e econômico para ampliar a viabilidade econômica da exploração dos campos	147
6.3.4 Programa matemático de simulação das rochas salinas	147
6.4 Conclusões Parciais	148
CONCLUSÕES GERAIS	151
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
ANEXO I – Roteiro de Entrevistas	168
ANEXO II – Figuras	189

INTRODUÇÃO

Um dos principais recursos naturais explorados no mundo são os hidrocarbonetos, pois esses formam as reservas de petróleo e gás natural, a principal fonte da matriz energética mundial. Esta relevância está relacionada à importância estratégica do insumo às economias nacionais, bem como pela geração de renda e riqueza a partir de sua produção.

Diante da importância desse recurso energético e pelo fato de grande parte das reservas estarem localizadas no Oriente Médio, muitos países após as crises do petróleo e a consequente elevação do preço do barril, passaram a destinar vultosas somas de recursos para viabilizar a produção de hidrocarbonetos em condições de difícil exploração. Uma parcela substantiva dessas dificuldades condiz com os campos marítimos conhecidos como campos *offshore*.

A exploração de petróleo em reservatórios marítimos teve início no final do século XIX na costa oeste dos EUA, expandindo posteriormente para a costa leste, mais especificamente no Golfo do México, local onde o segmento passou a se desenvolver com base na pesquisa científica e tecnológica. Na década de 60 a atividade migrou para o Mar do Norte (Europa), todavia, devido às adversidades locais, novas tecnologias de exploração foram desenvolvidas nessa província. O expressivo aumento artificial nos preços do petróleo na década de 70, provocado pelos choques de petróleo, e a consecutiva crise energética e econômica dos países dependentes da importação do óleo bruto, induziu as companhias de petróleo diversificar suas atividades, a fim de ampliar a oferta de petróleo e a reduzir os respectivos déficits nas balanças comerciais dos países. Essa diversificação ocorreu principalmente no sentido de ampliar a exploração no segmento *offshore*, tornando o segmento em uma atividade econômica e tecnologicamente viável, logo, difundindo a opção *offshore* pelo mundo.

Foi nesse período que a Petrobrás deu início às suas atividades de prospecção de petróleo em águas. O interesse pelos campos *offshore* rapidamente se tornou o foco principal da Petrobrás, pelo fato das condições geográficas do Brasil privilegiarem as reservas em campos marítimos (92% das reservas provadas - 10.889 milhões de barris) em detrimento das reservas em terra (8% - 882 milhões de barris) (ANP, 2005). Na década de 70 a Petrobrás viabilizou a produção, ainda incipiente, com adoção de tecnologias

majoritariamente importadas. Mas mesmo sob essa condição de dependência, as tecnologias que haviam sido projetadas para operar otimamente nos campos no Golfo do México (EUA) e no Mar do Norte (Europa) conseguiram desempenhar suas funções no Brasil a ponto de permitirem que a produção em campos marítimos superasse a produção em terra já no início da década de 1980.

O quadro de dependência da tecnologia externa se alterou em meados da década de 1980, por dois motivos principais: a descoberta de campos gigantes que não podiam ser prospectados pela tecnologia importada, pois estavam localizados em uma profundidade superior àquela que poderia ser suportada pelas tecnologias importadas, e pelo contra-choque do petróleo, por reduzir consideravelmente os preços do barril do petróleo e, por conseguinte, ampliou o custo de oportunidade da exploração dessa atividade. Logo, criou-se a necessidade de redução dos custos de produção através da criação/adaptação de tecnologias que operassem otimamente nas condições locais.

Dada à falta de tecnologias no mercado que pudessem operar de acordo com as condições dos campos brasileiros, a Petrobrás, através de seu centro de pesquisas (Cenpes), criou em 1986 o Programa de Capacitação em Tecnologia de Exploração de Petróleo em Águas Profundas (PROCAP), para organizar e orientar o trabalho de **geração e adaptação de inovações** que viabilizassem de maneira técnica e econômica a produção de petróleo em águas profundas. O programa foi iniciado em 1986 com o objetivo de alcançar a profundidade de prospecção de 1.000 metros. Com o sucesso desse objetivo, em 1993 foi dado início à segunda fase do programa, o PROCAP 2000, com objetivo de explorar campos em lâmina d'água de até 2.000 metros. A partir do ano 2000, foi desencadeada a terceira fase do Programa, o PROCAP 3000, com o objetivo básico de explorar campos em até 3.000 metros.

O objetivo geral da dissertação é justamente demonstrar e analisar a evolução do aprendizado tecnológico realizado em torno do PROCAP até 2006, que além de permitir à companhia superar seus entraves tecnológicos no segmento *offshore*, propiciou ao país alcançar a posição de auto-suficiência em petróleo bruto a partir de 2005. Os objetivos específicos almejam: 1) demonstrar as trajetórias tecnológicas em torno da exploração de petróleo em águas; 2) descrever a evolução do segmento *offshore* no Brasil; 3) demonstrar e analisar os tipos de conhecimento desenvolvidos nos projetos de pesquisa do PROCAP e 4)

encontrar os principais parceiros da Petrobrás nas atividades de geração e adaptação tecnológica.

Para realizar tais objetivos, a dissertação foi subdividida em três partes. A primeira parte é constituída por um único capítulo, o qual aborda o referencial teórico proposto. A segunda parte, formada por dois capítulos, descreve a evolução tecnológica do segmento *offshore* pelo mundo e, posteriormente, os fatores de maior relevância no cenário *offshore* brasileiro. A última parte é constituída por três capítulos e refere-se à análise do processo de aprendizado em torno das três fases do PROCAP.

O primeiro capítulo apresenta o instrumental analítico neo-schumpteriano acerca do progresso tecnológico endógeno. A escolha deste referencial provém do reconhecimento desta abordagem ser a mais eficiente para explicar o avanço tecnológico por: valorizar a constituição do conhecimento científico e tecnológico dentro das organizações que geram e adaptam tecnologias; estimar as transformações qualitativas da tecnologia, além daquelas que são propostas unicamente para fins comerciais; considerar a descontinuidade tecnológica, impondo a manutenção constante das pesquisas; apreciar o processo de aprendizado endógeno à transformação tecnológica; incorporar a influência institucional sobre as empresas, seja pela suposição de que regras políticas induzem à modificações no processo de capacitação tecnológica interna, ou então, no sentido de que regras internas devem ser implementadas para estimular e facilitar o processo de criação tecnológica; entre outros aspectos que privilegiam o caráter intrinsecamente dinâmico, complexo e abrangente do processo de formação de tecnologias.

O capítulo se divide em três seções. A primeira seção aborda o tema “Trajetórias Tecnológicas”. A segunda seção refere-se à compreensão da literatura neo-schumpteriana acerca do conhecimento científico e tecnológico tangente às atividades que permeiam a formação tecnológica. Além disto, são apresentadas e discutidas as principais formas em que o aprendizado é implementado nos programas de pesquisa. Já a última seção destaca os conceitos e fatores relacionados à formação de redes de parcerias geradas para ampliar a viabilidade de programas de pesquisa. Também serão descritas algumas particularidades da rede em forma de Sistema Setorial de Inovação, uma aparente maneira de como se apresenta a rede de parcerias no setor de exploração de petróleo em águas no Brasil. Mas, como será reforçado em outros capítulos, isso se trata de uma indicação e não uma afirmação, pois para a colocação de uma assertiva como essa seria necessário um estudo específico sobre o tema.

O segundo capítulo avalia a **evolução do segmento *offshore*** no mundo, com destaque à constituição dos diferentes procedimentos tecnológicos (trajetórias) e as alterações macro-institucionais em torno do segmento. Nesse capítulo discute-se, portanto, a consolidação das atividades do segmento *offshore* na indústria do petróleo mundial.

O terceiro capítulo descreve os principais aspectos e marcos da exploração *offshore* no Brasil até à constituição do PROCAP, o qual será analisado na última parte. O capítulo almeja, portanto, demonstrar o cenário no qual a Petrobrás pôde dar início ao seu processo de aprendizado de geração e adaptação de tecnologias condizentes com as especificidades ambientais locais.

A terceira parte está subdividida em três capítulos e analisa o processo de aprendizado empreendido em cada fase do programa. Essa é a principal parte da dissertação por referir-se diretamente ao objetivo geral, o de abrir a “caixa preta” do progresso tecnológico do programa que viabilizou a produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas no Brasil, sob a ótica do aprendizado. Serão apresentados os tipos e as formas em que o aprendizado foi implementado em alguns dos principais projetos executados nos 20 anos de PROCAP, bem como os tipos de conhecimento que foram requeridos em cada etapa dos projetos e as parcerias que se formaram ao longo do tempo. Ademais, o objetivo específico de cada capítulo é encontrar e apresentar o eventual perfil geral do processo de aprendizado empregado em cada fase.

Para realizar a última parte da dissertação, além da leitura de diversas bibliografias, foram feitas três entrevistas no Centro de Pesquisas da Petrobrás no Rio de Janeiro. A primeira entrevista foi concedida pelo Sr. Minami, ex-diretor geral do PROCAP e atual diretor geral dos Programas Tecnológicos da Petrobrás. A segunda entrevista foi com o atual diretor do PROCAP, o Sr. Maurício Werneck. Por fim, a última entrevista foi com o engenheiro de computação da unidade de Tecnologia de Informação do Cenpes, o Sr. Mario Pimenta, o qual foi indicado pelo diretor geral da unidade. Todos os entrevistados receberam anteriormente o guia da entrevista sob a forma de um questionário, apresentado no Anexo 1. Sendo que os dois primeiros entrevistados foram abordados com questionamentos sobre as duas primeiras fases do PROCAP, no intuito de detectar quais os tipos de aprendizado e de conhecimento que envolveram cada um dos projetos analisados; a existência ou não de conhecimento prévio em cada um dos projetos e os principais parceiros e a conseqüente função de cada um na execução dos projetos. A entrevista com o Sr. Mario Pimenta enfocou

principalmente a importância das tecnologias de simulação para o avanço dos objetivos do PROCAP em sua terceira fase. As entrevistas tiveram uma duração média de uma hora e meia e todas foram gravadas para posterior compilação das informações prestadas. Além das entrevistas, foi permitido o acesso à biblioteca do Cenpes, localizado na Ilha do Fundão-RJ, tendo com principal resultado a aquisição de diversos relatórios internos da Petrobrás sobre alguns projetos do PROCAP.

Por fim, serão expostas as considerações finais da dissertação sob a forma de conclusão.

PARTE I

ELEMENTOS TEÓRICOS RELEVANTES PARA A ANÁLISE DO TEMA

Nesta primeira parte do trabalho apresenta-se o referencial de análise e os pressupostos teóricos da dissertação. Para cumprir este objetivo discute-se a concepção neo-schumpeteriana do progresso tecnológico institucional e endógeno. Analisam-se as contribuições referentes às Trajetórias Tecnológicas e ao Processo de Aprendizado. Ademais, como a evolução tecnológica do segmento *offshore* no Brasil dependeu fortemente da presença de várias empresas e organizações não empresariais, também são abordados alguns tópicos sobre redes de inovação, mantendo a ótica neo-schumpeteriana.

1. REFERENCIAL TEÓRICO NEO-SCHUMPETERIANO

Introdução

Para analisar o processo de aprendizado da Petrobrás/Cenpes na execução dos projetos do PROCAP, fundamental para a evolução da tecnologia *offshore* no Sistema de Produção Flutuante, será utilizado como referencial a abordagem neo-schumpeteriana do progresso técnico. O capítulo será dividido em três seções. A primeira contempla os elementos teóricos relativos às trajetórias tecnológicas. A segunda é relativa ao processo de aprendizagem dos agentes e organizações nas atividades de pesquisa científica e tecnológica. E por fim, apresentar a caracterização e alguns elementos teóricos sobre a formação de redes de empresas e organizações não empresariais voltadas para a promoção da pesquisa científica e tecnológica em conjunto.

1.1 PARADIGMAS E TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS.

1.1.1 Conceitos e características básicas.

Um Paradigma Tecnológico pode ser definido como um modelo ou um padrão de soluções de problemas tecnológicos selecionados, baseados em princípios selecionados que derivam da ciência por meio do emprego de tecnologias selecionadas (Dosi, 1982). É um conjunto de pesquisas envoltas em conhecimentos específicos, com potencial de resolver e aperfeiçoar diversos problemas referentes à tecnologia e a técnicas produtivas, fornecendo assim, os procedimentos tecnológicos a serem seguidos.

O desenvolvimento ou sofisticação de um paradigma, por intermédio da execução de um conjunto de atividades tecnológicas, é representado pelas trajetórias tecnológicas. A trajetória tecnológica é a direção do progresso tecnológico dentro do paradigma, a qual é diretamente influenciada por variáveis tecnológicas e econômicas. Nas palavras de Giovanni Dosi (1982, p.227): *“Uma trajetória tecnológica é a atividade do progresso tecnológico junto ao trade-off da economia e tecnologia definidos por um paradigma”* (tradução nossa). A idéia é mostrar que o progresso tecnológico acontece em relação aos limites de um paradigma, frente à escassez de recursos. As trajetórias são formadas por inovações incrementais, relativas às adaptações inovadoras em uma tecnologia existente, e inovações radicais, geradas a partir da criação de uma tecnologia inédita.

A evolução de uma trajetória pode ser compreendida pela habilidade e capacidade tecnológica das organizações em encontrar novas oportunidades de inovações, desenvolvê-las e implementá-las em suas respectivas atividades. O número de oportunidades a serem exploradas num setor foi compreendido por Malerba (2002, p.252) como um dos fatores-chaves na diferenciação dos setores de uma economia acerca do ritmo de inovações. Segundo o autor, as *“oportunidades tecnológicas refletem a probabilidade de inovações para qualquer volume de dinheiro investido em pesquisa. Grandes oportunidades oferecem fortes incentivos ao empreendimento de atividades inovadoras e denotam um ambiente econômico que não é funcionalmente restringido pela escassez”* (tradução nossa). Com isso, a teoria neo-schumpeteriana assume o sentido da concorrência capitalista em buscar constantemente oportunidades que criem condições de expandir suas fronteiras e conquistar novos espaços para a valorização do capital. De certa forma isso pode ser associado com a visão encontrada em Marx, acerca do “valor se valorizar” (Corazza & Fracalanza, 2004).

Entretanto, como postulou Lundvall (2005), para enfrentar os novos desafios oriundos das novas oportunidades, não basta o agente de inovação dominar e possuir um profundo e estável estoque de conhecimento, mas também estar apto a se adaptar à evolução do conhecimento científico, o que requer um dinâmico e eficiente processo de aprendizado. Nesse contexto, ainda de acordo com o autor, o sucesso das pessoas, empresas e países provém da capacidade desses de acessar e criar novos conhecimentos.

A capacidade e habilidade de busca e seleção de novas oportunidades não depende exclusivamente da competência das organizações em promover o avanço tecnológico, pois capacidades e habilidades são influenciadas e até mesmo limitadas por fatores exógenos. As condições externas que fogem do controle das organizações, como fatores não tecnológicos e extra-econômicos, trazem implicações no comportamento da evolução tecnológica. Em Possas (1999¹, citado por Corazza & Fracalanza, 2004), foram apresentados alguns elementos externos que podem trazer implicações no comportamento de numa trajetória, dentre os quais:

(1) elementos econômicos da estrutura do mercado: condições de qualificação da mão-de-obra; grau de concentração do mercado; nível de eficiência e disponibilidade de fornecedores locais; formas disponíveis de financiamento; características dos insumos; etc;

¹ POSSAS, M. S. Concorrência e competitividade: notas sobre estratégia e dinâmica seletiva na economia capitalista. São Paulo: Hucitec, 1999.

(2) elementos da situação macroeconômica: grande parte das variáveis macroeconômicas influencia no comportamento das organizações que desenvolvem tecnologia, tais como: taxa de juros; carga tributária (específica para aquisição e comercialização de tecnologia); regulamentação de importação e exportação; taxa de câmbio; inflação, etc;

(3) elementos de natureza político-jurídico-institucional: aqui estão envolvidas as leis e diretrizes reguladoras da atividade econômica, tais como: legislação ambiental, de propriedade intelectual, de regulação da concorrência; normas técnicas e de fomento à pesquisa; políticas de compra e de inovação do governo; condições de fomento às instituições de pesquisa; etc;

(4) elementos do meio ambiente: riquezas naturais, clima, pirâmide etária, densidade demográfica, relevo (terrestre e marítimo);

(5) elementos de caráter social: dentre as condições sociais, talvez as que proporcionem maiores influências no processo de inovações tecnológicas, sejam: o nível educacional da população; padrão de consumo e formas predominantes de relacionamento entre produtores, fornecedores e usuários.

Conforme a qualidade desses elementos, os promotores de ciência e tecnologia de um país terão maiores ou menores condições de executar suas funções. Esses elementos têm fortes possibilidades de influenciar no diferencial histórico do conteúdo das trajetórias entre os países periféricos e centrais. Enquanto o conteúdo das trajetórias promovidas nos países periféricos tende a ser incremental, nos países centrais a tendência é ser radical. Desta forma, as novas tecnologias referentes a uma trajetória tendem a ser realizadas por firmas e outras organizações dos países industrializados, cabendo aos países periféricos, portanto, a adaptação dessas tecnologias, gerando um constante cenário de *gap* tecnológico aos países periféricos (Bell & Pavitt, 1992; Furtado, 1996; Souitaris, 2002).

Outra característica intrínseca ao comportamento das trajetórias, identificada na dissertação, refere-se à dinâmica da evolução de uma trajetória ao longo do tempo. Geralmente existe uma distinção entre a fase inicial de uma trajetória e sua fase de maturação. A fase inicial de uma trajetória tende a ser marcada por uma grande diversidade de opções a serem pesquisadas, refletindo a possível existência de mais de uma solução para um mesmo problema. Através do avanço do conhecimento e a verificação da viabilidade das

opções, tem-se uma redução no número de opções e uma maior coerência no progresso tecnológico, formando com isso, uma lógica na evolução da trajetória quanto mais madura esta estiver (David, 1985; Malerba & Orsenigo, 2000; Souitaris, 2002). Essa relativa previsibilidade formada pela lógica está diretamente relacionada à dependência das escolhas futuras em relação às decisões passadas. Isto remete a outros conceitos dentro do referencial neo-schumpeteriano, o de *path-dependence* e de *lock-in*.

1.1.2 Path-Dependence e Lock-in nas trajetórias tecnológicas.

As trajetórias apresentam em sua fase inicial um montante de opções superior à fase de maturação e isso está diretamente atrelado ao conceito de *Path-Dependence*. O conceito foi introduzido na doutrina econômica por David (1985) e Brian Arthur (1988, citado por Rizzello, 2004), os quais ressaltaram que a dinâmica tecnológica seria cerceada pela condução dos eventos tecnológicos desenvolvidos no passado, reduzindo as opções tecnológicas no futuro. Segundo David (1985), o resultado da acumulação do conhecimento no desenvolvimento de tecnologias permitiria a formação de *rendimentos crescentes de adoção* do mesmo conhecimento em uma mesma atividade.

Com a redução das opções, diante da supremacia de algumas tecnologias em detrimento de outras durante o “caminho” desenhado por uma trajetória, formar-se-á uma lógica daquilo a ser desenvolvido no futuro (Rosenberg, 1994). Essa lógica foi descrita por Rosenberg (1969) como “Imperativos Tecnológicos”, explicando que a tecnologia desenvolvida no período t_1 irá projetar ou determinar quais os avanços ou inovações são imprescindíveis (imperativos) de serem desenvolvidos em um período de tempo, permitindo à tecnologia chegar num ponto mais avançado no período t_2 . Esses imperativos, descritos como as orientações da evolução tecnológica, tornam o caminho do progresso tecnológico dentro de uma trajetória, temporalmente dependente das escolhas passadas, com isto, “*o que a empresa pode esperar fazer tecnologicamente no futuro, estará fortemente restringida pelo que foi capaz de fazer no passado*” (Dosi, 1982, p.225, tradução nossa).

Está implícito que o **caminho** da evolução tecnológica também é **dependente** da cumulatividade do conhecimento, ou seja, as decisões tecnológicas em um determinado ponto da trajetória estão condicionadas ao acúmulo de conhecimento científico e tecnológico dominado. Conseqüentemente, a formação do conhecimento pelo aprendizado tecnológico e avanço da ciência fundamental torna-se crucial para a expansão tecnológica.

As rotinas operacionais criadas dentro das organizações e com a função de facilitar a tomada de decisões, também contribuem para que a evolução tecnológica siga um determinado padrão, reforçando o caminho de dependência. As rotinas indicam direta ou indiretamente a maneira de se fazer coisas semelhantes várias vezes (*way of doing something*). Nelson & Nelson (2002) definiram rotinas como “um caminho da ação” por onde um conjunto de atitudes é envolvido. Desta maneira, a tomada de decisões será de certa maneira antecipada através de práticas rotineiras, fazendo com que o desempenho das tarefas quotidianas no interior de uma organização possua um repertório de respostas aos problemas mais frequentes (Corazza & Fracalanza, 2004). Essas rotinas, mesmo reestruturadas pelo avanço tecnológico, possuem certa rigidez, do contrário perderiam a própria razão de sua existência. Portanto, as rotinas se referem às tarefas e procedimentos constantemente utilizados nas atividades de P&D; pré-determinação dos insumos a serem utilizados em cada processo tecnológico; quais propriedades químicas devem ser desenvolvidas ou mantidas; entre outras decisões que reduzem os *trade-offs* de uma organização e compõe uma estrutura de comportamento sistemático e antecipável, facilitando assim, a condução das decisões.

Ao conceber que após iniciar o “caminho de dependência” através da rigidez das rotinas, das necessidades tecnológicas projetadas, gastos vultosas somas na formação do capital físico e humano, esse caminho se torna economicamente irreversível. Isto remete ao conceito de *lock-in*, também introduzido por David (1985), pelo qual uma organização condutora de uma dada trajetória fica *presa* às tecnologias e conhecimentos desenvolvidos, sendo impossível sua alteração a não ser por um novo começo.

David (1985) desenvolveu esse conceito ao analisar como a evolução histórica da adoção do uso do teclado QWERTY (ordem das letras) para máquinas de escrever. O autor observou que mesmo essa disposição do teclado não sendo necessariamente a ideal para a datilografia, tornou-se padrão devido à aquisição de qualificação e treinamento nesse tipo de teclado. Tais fatores auto-reforçaram a opção QWERTY como escolha a ser seguida por razão dos *rendimentos crescentes de adoção* de um padrão. A partir deste auto-reforço foi gerado um ciclo a favor do padrão QWERTY, gerando um fenômeno de aprisionamento (*lock-in*) de uma determinada solução em favor do progresso tecnológico.

Os conceitos de *Path-Dependence* e de *Lock-in* passaram a ser muito utilizados dentro dos estudos acerca do progresso tecnológico, principalmente no contexto de tomada de

decisões tecnológicas. Tornaram-se importantes instrumentos teóricos nas análises heterodoxas predispostas a formarem uma concepção mais realística do processo de desenvolvimento tecnológico.

1.2 PROCESSO DE APRENDIZAGEM NAS TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS.

Até o momento foram mencionadas as principais características relativas às trajetórias tecnológicas, mas pouco sobre as forças que promovem sua expansão. As trajetórias são desenhadas por inovações, mas a questão é como as inovações são criadas. Alguns fatores como: a disponibilidade de recursos ao fomento dos programas de P&D; as rotinas como padrão de comportamento humano nas atividades de pesquisa; busca pela lucratividade; a vontade política; a necessidade social dos resultados obtidos pelo avanço tecnológico; entre outros, são fatores essenciais para as organizações promoverem o progresso tecnológico dentro de uma dada trajetória, mas não suficientes. A expansão e a sofisticação de uma trajetória também dependem do estoque de conhecimento científico e tecnológico dos agentes envolvidos com essa trajetória.

1.2.1 Características do conhecimento científico e tecnológico.

A abordagem neo-schumpeteriana sugere que a base da transformação econômica é dada pelo progresso tecnológico e atribui ao desempenho das firmas o papel central deste processo. Mas não são empregados apenas recursos materiais na condução do avanço tecnológico, mas sobretudo um recurso intangível, o conhecimento científico e tecnológico dos agentes. A seleção por parte das empresas de empregados condizentes com a era do conhecimento e a própria seleção do mercado das empresas mais bem preparadas, tendem a intensificar o uso do intelecto como um recurso econômico.

Os trabalhadores da “economia do conhecimento” possuem virtudes diferenciadas e a tarefa principal a ser realizada não terá origem no fazer, mas sim no pensar; as habilidades não são físicas, mas sobretudo intelectuais; o resultado do trabalho muitas vezes não é um produto material, mas sim uma informação; o conhecimento deve ser criado e não apenas utilizado. Esse recurso intangível apresenta uma peculiaridade perante aos demais recursos materiais, o de não obedecer à “teoria da escassez”, afinal o agente detentor de um determinado conhecimento ao comercializá-lo ou utilizá-lo não irá deixar de possuí-lo e em alguns casos, dadas as adaptações necessárias, o indivíduo pode ter seu conhecimento ampliado.

Ao tratar do uso ou formação do conhecimento, está intrínseca a relação com o conhecimento científico fundamental e o conhecimento científico aplicado. O primeiro agrega o domínio da ciência básica e o segundo está relacionado ao desenvolvimento das inovações tecnológicas. Uma das diferenças destes dois domínios científicos, como Nightingale (1998) destacou, está na hipótese da inovação começar através de um desejo e pela tentativa de encontrar as condições iniciais que irão propiciar a criação desta inovação. Já o conhecimento científico fundamental vai em direção contrária, pois começa no conhecimento das condições iniciais, mas desconhece o resultado final deste conhecimento.

Devido à compreensão das firmas serem o epicentro das atividades tecnológicas, grande parte do referencial sobre a constituição do conhecimento está atrelada ao conhecimento aplicado, pois este permite a concretização, em última instância, das inovações requeridas para o avanço dos negócios das firmas. No entanto, mesmo aceitando a formação do conhecimento relativo à ciência básica ser função principal do Estado, através de institutos e universidades, a participação das firmas não está excluída dessa função. Como argumentam Freeman & Soete (1997) e Rosenberg (1994), é necessário que as organizações privadas empreguem recursos no âmbito da pesquisa fundamental, por duas justificativas elementares: i) as informações científicas absorvidas na realização da pesquisa fundamental serão utilizadas na pesquisa aplicada; e ii) maior acesso e comunicação com a comunidade científica internacional.

A variação tecnológica é um processo endógeno à dinâmica da firma, logo, o processo de inovação depende do conhecimento acumulado e da capacitação gerada especificamente e localmente para cada caso (inovação). Essa capacitação, por sua vez, está em função de duas formas de conhecimento, o conhecimento codificado e o tácito.

O conhecimento codificado é formado pela comunicação escrita, ou seja, é todo o conhecimento factível de ser codificado em uma linguagem escrita compreendida por todos, ou melhor, por aqueles que possuam a qualificação educacional para interpretar a terminologia técnica contida nessa comunicação. Servem como exemplos artigos técnicos, relatórios de patentes, documentos que descrevem algum procedimento fabril, etc. A difusão desse conhecimento não dependerá da atividade fabril e nem do inter-relacionamento dos agentes, mas da leitura do material escrito, o que facilita sua difusão. E quanto maior for a formação desse conhecimento dentro de uma firma ou outra organização, maior tende a ser o número de publicações, licenças e patentes (Malerba & Orsenigo, 2000).

Já o conhecimento tácito está intrinsecamente ligado à produção ou à atividade de pesquisa e à interação entre os agentes, fatores dificilmente transmitidos pela linguagem formal. Em consequência, sua disseminação depende de fatores que vão além do nível de compreensão técnica dos agentes. Para o conhecimento tácito ser constituído é necessário certo grau de habilidade prática e cognitiva dos agentes em compreender as nuances da tecnologia e, a partir da assimilação e interação com outros agentes, desenvolver novos conhecimentos apresentados sob a forma de adaptações ou novas tecnologias. Essa habilidade é caracterizada por formas que não podem ser facilmente transferidas e codificadas, como experiência de vida, *feeling*, personalidade individual (comunicabilidade, confiança, interesse, perseverança, liderança, competência de observação, etc), e outras idiosincrasias intangíveis da natureza humana. Em suma, o conhecimento tácito é formado no espaço produtivo e depende de fatores intangíveis.

Embora a facilidade de codificação do conhecimento aumente continuamente com a difusão das tecnologias de informação, a importância do caráter tácito do conhecimento na formação da competência tecnológica de cada firma ultrapassa a contribuição do conhecimento codificado, pois esse é formado de acordo com as necessidades e competências locais (Garcez, 2000). A união de ambos os conhecimentos pertinentes ao processo de inovação forma o conhecimento relevante de base. (Malerba & Orsenigo 1996, citado por Malerba & Orsenigo, 2000)

O debate acerca do papel do conhecimento e da distinção entre conhecimento tácito e codificado estimulou o surgimento do conceito de competência, o qual se refere aos recursos necessários para gerar e administrar as mudanças tecnológicas em um sentido orientado. As competências são as habilidades, conhecimentos acumulados e diferentes experiências utilizadas pelos agentes de inovação na busca e transformação de informações em novos conhecimentos científicos ou aplicados. Dessa forma, o conceito competência pode ser compreendido como a capacidade e habilidade dos agentes em absorver e transformar o conhecimento em resultados positivos (inovações) à evolução de uma trajetória ou de uma indústria.

O conceito de competência, segundo Malerba & Orsenigo (2000), tende a capturar as seguintes idéias:

(1) Diferentes agentes sabem como fazer diferentes coisas de diferentes maneiras. Assim, as competências destacadas acima se mostram uma das principais forças em relação à heterogeneidade entre firmas e ao diferencial competitivo entre elas;

(2) A competência possui um conteúdo organizacional, pois é necessária a capacidade institucional de organizar as atividades voltadas para a evolução científica e tecnológica para que o processo de aprendizado possa transformar as informações em resultados, geralmente sob a forma de inovações.

A competência assume, portanto, o papel de unir as partes do conhecimento codificado e tácito, permitindo o agente utilizar todo o “estoque de conhecimento” para usos (ou problemas) específicos. Assim, segundo Malerba & Orsenigo (2000, p.294), o conceito de competência pode ser compreendido como “*o caminho através do qual o conhecimento é obtido, usado e aplicado em contextos e domínios diferentes*” (tradução nossa).

Em alguns momentos se mostra necessário estabelecer e organizar alguns condicionantes institucionais. Isto pode ser dado pelo desenvolvimento de rotinas específicas na execução de trabalhos repetitivos, do tipo “*way of doing something*”: normas de conduta para facilitar a aproximação e interação entre os agentes, sejam eles internos ou externos à organização; formação de hábitos para estimular a fluência do trabalho em equipe; etc. Este mecanismo de condução do conhecimento atribuído às rotinas, faculta o reconhecimento dessas como “*repositórios do conhecimento tácito*” (Lundvall, 2001, p.211).

O processo cumulativo do conhecimento tácito decorre da constituição de outro importante fenômeno dentro das organizações, o aprendizado tecnológico e local dos agentes. Dependendo do nível de competência dos agentes, o processo de aprendizado organizado pelas rotinas e pela capacidade humana de aprender permitirá o avanço da tecnologia de maneira sistemática e local. Isto é, o aprendizado ocorrerá nas proximidades de uma certa base tecnológica e produtiva.

1.2.2 O aprendizado tácito dos agentes.

Com a intensificação do uso do termo aprendizado na literatura econômica, o conhecimento passou a ser destacado como principal recurso econômico e o aprendizado como a maneira de incorporar e processar novas informações, no sentido de ampliar e aperfeiçoar o estoque de conhecimento. E para a concepção do tema aprendizado atingir seu real valor, é necessário compreender que o aprendizado está além da “simples” aquisição de informação, mas sobretudo, como fenômeno criador de novas informações, consequentemente, de inovações (Malerba & Orsenigo, 2000).

O enfoque tradicional acerca do processo de aprendizado desenvolvido dentro das firmas e outras organizações derivou do trabalho de Arrow (1962), o qual apresentou o fenômeno do aprendizado como consequência da experiência e da prática acumulada pela firma em suas atividades de produção. O autor postulou este princípio como *learning by doing*. Com a introdução desse conceito, Arrow abriu espaço para o reconhecimento que parte do aprendizado das organizações não decorre unicamente do aprimoramento da educação formal (conhecimento codificado), mas também internamente e durante a fase de produção. O diferencial neo-schumpeteriano acerca dessa abordagem tradicional de aprendizado consiste na concepção das firmas não apresentarem um papel “passivo” na formação do conhecimento, postulando em contraposição, um comportamento “pró-ativo” dos agentes neste processo.

A partir deste referencial inicial, muitos autores neo-schumpeterianos passaram a estudar como o conhecimento pode ser constituído e transmitido por meio de fatores intangíveis como observação, repetição, interação e outros condicionantes dificilmente expressos e difundidos pela escrita, como no caso do conhecimento codificado. Em consequência a isso, o referencial neo-schumpeteriano vem apresentando um cabedal de procedimentos e características de como o aprendizado tecnológico pode ser empreendido.

* *Learnig by Doing*: Este aprendizado provém do conhecimento acumulado referente à repetição sistemática das ações produtivas, permitindo o avanço na curva de aprendizado e redução dos custos marginais de produção. Concomitante a isso, há uma maior consolidação no conhecimento dos agentes envolvidos na produção, propiciando uma maior habilidade e compreensão técnica acerca da respectiva atividade fabril. Isso tende a promover um fluxo contínuo de modificações, principalmente através da maior capacidade dos indivíduos em

detectar problemas e criar condições de reparos. Assim, a repetição se torna uma metodologia de aprendizado e traz mais uma vez a formação de rotinas para o primeiro plano na constituição do conhecimento tecnológico (Malerba, 1992, citado por Schefer *et al.*, 2005; Cassiolato, 2004).

* ***Learnig by Using***: Uma nova e importante maneira de aprendizagem tácita foi exposta por Rosenberg (1982), ao tratar a aprendizagem através da utilização da tecnologia, pelo qual postulou o conceito de *learning by using*. Esse aprendizado é realizado após a produção do produto e incorporado ao conhecimento, a priori, através das informações prestadas pelos usuários acerca do uso do produto. Com isso haverá novas condições de inovação a partir do conhecimento das condições reais de desempenho do produto em questão. Portanto, estratégias empresarias de pós venda, amplamente difundidas nas disciplinas administrativas, além de serem uma atitude de *marketing* são metodologias de aprendizado à disposição da firma.

Mas além dos usuários finais, esse aprendizado pode perfeitamente provir do uso do produto pelos produtores em testes de campo. O uso do produto finalizado eventualmente irá demonstrar algumas características a serem aperfeiçoadas ou alteradas radicalmente, estabelecer padrões de segurança, reconhecimento empírico sobre a durabilidade e resistência do material e outros fatores que possam surgir durante o uso da tecnologia.

O aprendizado pelo uso, segundo Rosenberg (1982), ocorre principalmente nos casos de bens de capital. Isto porque, devido à complexidade intrínseca a esses, os reais efeitos do seu funcionamento serão dificilmente detectados em sua plenitude através dos testes laboratoriais. Assim, através do acúmulo de experiência no uso dos produtos/tecnologias caracterizados pela maior complexidade, o resultado tende a formar novas facetas de um mesmo conhecimento, permitindo melhorias ao produto. Ainda de acordo com o autor, esse processo de aprendizado contrasta com o postulado por Arrow (1962), pois envolve uma experiência iniciada onde o *learning by doing* termina.

Esses dois tipos de aprendizagem tácita são as mais referenciadas em textos que analisam o processo de aprendizagem científica e tecnológica. No entanto, esses não esgotam as referências. Os autores neo-schumpeterianos, em geral, utilizam em suas argumentações o aprendizado proveniente de outros elementos tácitos.

* ***Learning by Trying***: O aprendizado pela tentativa talvez seja um dos mais celebrados dentro dos mais diversos laboratórios de pesquisa, por ser uma metodologia de pesquisa bastante difundida nas ciências, como química, biologia genética, engenharia de alimentos, etc. Ele pode ser aplicado na busca por inovações incrementais e radicais. Esse aprendizado consiste na experimentação de diferentes insumos, materiais e procedimentos que apresentem algumas características condizentes com o produto final desejado.

Quanto maior for o número de opções conhecidas, maiores serão as chances de êxito deste procedimento. Assim, o conhecimento prévio representado pelo conhecimento codificado, ganha maior relevância dentro deste processo de aprendizado. No entanto, o *feeling* dos agentes é um importante instrumento de aplicação desse conhecimento, pois algumas opções podem passar despercebidas, mesmo possuindo as características ideais (Gonçalves & Gavio, 2002; Moura & Martinelli, 2004).

* ***Learning by Searching***: É o processo de aprendizado oriundo do empreendimento intelectual expressamente dirigido à criação de novos produtos ou processos dentro do cenário laboratorial. Como o objetivo é formar um conhecimento inédito, a principal maneira disto se concretizar é por meio de inovações radicais. Para que uma firma ou outra organização viabilize tal escopo, mostra-se necessário a pré-existência de uma expressiva capacitação tecnológica/científica, a qual deverá estar calcada no acúmulo de experiência em condução de programas de P&D (Scatolin *et al.*, 1998; Cassiolato, 2004).

* ***Learning by Imitating***: É o aprendizado formado a partir da incorporação de inovações geradas por outros agentes sem haver um processo de interação ou cooperação entre o agente gerador e o reproduzidor. Geralmente o primeiro passo na condução deste processo provém da recuperação do conhecimento codificado pertinente à tecnologia copiada. Após esta etapa inicial é possível que sejam geradas adaptações ou melhorias incrementais em consonância com as necessidades locais (Scatolin *et al.*, 1998; Cassiolato, 2004).

* ***Learning by Interacting***: Este aprendizado é obtido através da interação da firma com usuários, fornecedores e parceiros ao longo da cadeia produtiva. Poderá ser promovido pelo intercâmbio de informações entre os agentes de uma rede de firmas e organizações no intuito de gerar desde algum tipo de melhoria em um produto até a formação de uma tecnologia inédita. O conhecimento será formado pela observação, comunicação; troca de

experiências e difusão de algum conhecimento, dentre outros mecanismos de transferência desenvolvidos pela interação entre os agentes (Lundvall, 1988², citado por Garcez 2000 e Cassiolato 2004; Malerba, 1992, citado por Scheffer, 2005).

Para facilitar este processo de interação, como destaca Lundvall³ (1992, citado por Cassiolato, 2004), é necessário a formação de *canais de informação*, por onde as informações (conhecimento) possam fluir, bem como sejam formados *códigos de informação* para facilitar o processo de transferência das informações de maneira que essas sejam transmitidas e recebidas de maneira inteligível, reforçando a relevância dos aspectos institucionais como repositórios do conhecimento tácito.

Outro importante aspecto institucional a ser considerado na composição do conhecimento tácito por intermédio da interação, são os mecanismos de conduta que ampliem a confiança mútua entre os formadores e receptores de informação, gerando assim elos de confiança entre os agentes de uma rede de conhecimento. Como observa Scheffer *et al.* (2005), esses elos surgirão apenas ao longo do tempo conforme a confiança entre os agentes se estabelecer. Outra maneira de ampliar a confiança é o desenvolvimento de dispositivos de incentivos ou sanções de acordo com o estabelecimento de metas através de contratos. Entretanto, existe a dificuldade de se estabelecer metas devido à imprevisibilidade dos resultados do processo de desenvolvimento tecnológico.

O aprendizado por interação entre diferentes organizações, comumente chamado de aprendizado externo, é muito importante dentro dos programas de desenvolvimento de produtos e processos tecnológicos complexos, por aumentar a eficiência, velocidade e dimensão do conhecimento, além de reduzir custos de investimento. Entretanto, esse não substitui o aprendizado realizado isoladamente, mas o complementa. Até mesmo porque o aprendizado isolado é condição necessária para a firma buscar o aprendizado externo, afinal a firma deverá possuir capacitação a um nível suficiente para poder receber, assimilar e aplicar o conhecimento obtido externamente (Teece, 1988). Ademais, com a presença de custos crescentes no desenvolvimento de novas tecnologias, com a multi-disciplinariedade de novos conhecimentos e a natureza sistêmica e complexa de novos produtos e processos sugerem cada vez mais a vinculação entre o aprendizado interno e externo.

² Lundvall, B. "Innovation as an interactive process: from user-production interaction to the national system of innovation" in DOSI et alli, *Technical Change and Economic Theory*, Pinter Publishers, London, 1988.

³ Lundvall, B. & Johnson, B., "Closing the Institutional Gap?", *Revue d'Economie Industrielle*, n. 59, 1992.

É válido observar que os tipos de aprendizado até então destacados e os demais tipos eventualmente omitidos não são comportamentos estanques ou independentes. Pelo contrário, quanto maior for a conjunção destas características num mesmo esforço, maior e mais consistente será a constituição do conhecimento. Está incluso nesta observação o aprendizado proveniente do conhecimento codificado.

Dessa forma, através dos mecanismos de aprendizado acima descritos, os agentes de uma organização se tornam mais aptos a absorverem as especificidades do conhecimento. Essas especificidades foram classificadas por Lundvall & Johnson (1994⁴, citado por Cassiolato, 2004) como: *know-what*, vinculado ao conhecimento dos fatos, impondo uma eficiente capacidade de transmissão e estocagem de informações; *know-why*, conhecimento dos princípios científicos e tecnológicos e das leis fundamentais necessárias para a compreensão dos fenômenos naturais e sociais; *know-how*, são as habilidades e competências requeridas para se fazer algo e, por último, *know-who*, é reconhecer os demais agentes de inovação relativos a um saber específico, remetendo à hipótese de diferentes agentes saberem fazer diferentes coisas de diferentes maneiras.

Por fim, a formação do conhecimento científico e tecnológico deriva de um processo de aprendizado interativo e social, resultado de diferentes articulações entre firmas, organizações não empresariais, instituições e governo, o que leva a outro tema abordado pela corrente neo-schumpeteriana, a formação de redes voltadas para auxiliar na condução do progresso tecnológico.

1.3 REDES NO PROCESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA.

Diante da necessidade de integração de múltiplos conhecimentos e competências para viabilizar as atividades de setores industriais baseados em tecnologias complexas, faz-se mister a composição de redes. As redes são formadas por diversos arranjos institucionais com o intuito de adquirir, criar, adaptar e difundir sistematicamente inovações tecnológicas, onde estão incluídos basicamente empresas, organizações não empresariais e governo.

Uma rede pode ser caracterizada por arranjos ou alianças inter-organizacionais baseados em vínculos cooperativos sistemáticos entre firmas e outras organizações

⁴ Lundvall, B. & Johnson, B., "The Learning Economy", *Journal of Industry Studies*, Vol.1, no 2, 23-42. December, 1994.

formalmente independentes. Os parceiros compartilham esforços nas atividades de desenvolvimento tecnológico em uma cadeia produtiva desde a concepção até a difusão da inovação. Os integrantes são bastante diversificados, estando inclusos firmas concorrentes, fornecedores, universidades, institutos de pesquisa, centros tecnológicos, empresas de consultoria, instituições financeiras e entidades governamentais de fomento e organização de programas de pesquisa e desenvolvimento. Os vínculos irão ostentar um forte caráter multidisciplinar em decorrência da heterogeneidade das competências dos agentes de uma rede, fazendo-se necessário para explorar ao máximo e de maneira mais eficaz possível uma determinada oportunidade tecnológica (Britto, 1999). Nesse contexto, a formação de redes ganha importância por permitir aos seus integrantes responderem às demandas dificilmente atendidas isoladamente, ou seja, torna factível a superação de dificuldades tecnológicas que vão além do *core business* de cada integrante da rede.

Para identificar os principais elementos da estrutura de uma rede, correlaciona-se o conceito de rede a alguns elementos morfológicos. Há quatro elementos importantes: pontos ou nós, posições, ligações e fluxos (Britto, 1999). Os pontos ou nós se referem aos agentes ou eventos em relação aos quais a rede estará definida. Para a formação da rede, mostra-se necessário um relacionamento sistemático entre os pontos. O inter-relacionamento será dado por diferentes canais de ligação, podendo ser: estritamente comerciais; por procedimentos técnico-produtivos ou pela integração do conhecimento. Cada ponto poderá se vincular por um único canal, ou por mais de um. Depois de formado os “elos” da rede, será necessário uma divisão de trabalho entre os diversos pontos. Com isso, cada ponto irá ocupar uma posição nessa divisão, em função de sua competência e na confiança entre os pontos (isto remete a uma discussão à la Lundvall, por enfatizar a natureza social do avanço tecnológico). Por fim, para a ocorrência de ligações sistemáticas entre os pontos é necessária a existência de um fluxo de estímulos e não apenas necessidades isoladas. A natureza desses fluxos, por sua vez, pode ser tangível ou intangível. Os fluxos tangíveis são os estímulos de cunho comercial e os intangíveis de ordem informacional.

Dentre os diversos tipos de vínculos criados para o estabelecimento de algum tipo de interação entre os pontos de uma rede, Bonaccorsi e Piccaluga (1994⁵, citado por Cassiolato, 2004) propuseram 6 tipos de arranjos:

⁵ Bonaccorsi, A. & Piccaluga, A. “A theoretical framework for the evaluation of university-industry relationships”, *R&D Management*, v.24, n. 3, p. 229-247, 1994.

(1) relacionamentos pessoais informais: neste caso não existe nenhum acordo entre os pontos de uma rede, existindo apenas um contato pessoal informal. São exemplos comuns: a troca informal de conhecimentos em fóruns e *workshops*;

(2) relacionamentos pessoais formais: a difusão do conhecimento é bastante semelhante à proposição 1, pois está baseada nos relacionamentos pessoais. A diferença é a pré-existência de algum vínculo formal, como: a prestação de cursos direcionados à capacitação das firmas; contratos de prestação de consultoria; cursos de pós-graduação, etc;

(3) relacionamento via mediação de terceiros: estes terceiros desenvolvem ou estão relacionados à transferência dos conhecimentos entre um ponto e outro. Muitas vezes isto é realizado por sindicatos, associações empresariais, institutos de pesquisa direcionados à prestação de consultoria institucional;

(4) relacionamentos formais institucionalizados de caráter orientado: decorrem da formalização de parcerias, criadas para a realização de um objetivo específico, desde sua fase inicial até a conclusão do mesmo. Aqui são exemplos: o desenvolvimento de protótipos; treinamento “*on-the-job*” dos funcionários, ou dos estudantes por intermédio de estágios; programas conjuntos de P&D, onde cada integrante fica responsável pelo pagamento dos custos de seus pesquisadores;

(5) relacionamentos formais institucionalizados de caráter não-orientado: bastante similar ao caso anterior, diferenciando-se essencialmente por envolver objetivos de longo prazo e por isto não possui uma orientação determinada. O principal exemplo são financiamentos do governo ou de empresas (ou ambos) na constituição ou manutenção de programas de P&D realizados em Departamentos Universitários;

(6) relacionamentos baseados em estruturas formais de interação: são iniciativas de pesquisa que envolvem a formação de estruturas físicas através da integração de governos, universidades e firmas. Estas estruturas são formadas geralmente com o intuito de aparar dificuldades técnicas e estruturais de eventuais parceiros mais desprovidos de condições técnicas. Dentre os exemplos desse tipo de arranjo, destacam-se os consórcios de pesquisa universidade-indústria que podem ser apresentados sob a estrutura de: incubadoras; parques científico-tecnológicos e centros de pesquisa cooperativa.

Fica claro nesta exposição de relacionamentos a frequência e a importância da proximidade entre firmas, instituições de pesquisa e governo em prol do avanço científico e tecnológico. Esta tríade de parceiros levou a formação do conceito *Triple Helix*, o qual deixa de focalizar unicamente a firma como promotora da criação das inovações, para dar destaque também às instituições de pesquisa e governo. O conceito foi formulado por Etzkowitz & Leydesdorff (1995⁶, 2000) e conota uma espiral de três hélices, onde cada hélice representa uma esfera de atuação em prol do desenvolvimento tecnológico: a instituição de pesquisa, o governo e a indústria. Cada hélice irá se entrelaçar por múltiplas interações. O modelo de certa maneira é uma realocação dos fatores discutidos por Mills (1958, citado por Etzkowitz & Leydesdorff, 2000), quando esse fez uma análise trilateral semelhante, mas tendo as forças armadas no lugar das universidades no papel principal das atividades relativas ao avanço tecnológico⁷.

As instituições de pesquisa desenvolveram suas pesquisas e realizaram suas parcerias com a iniciativa privada de maneira diferenciada ao longo do tempo, ao ponto de Etzkowitz & Leydesdorff destacar 3 diferentes fases entre o pós II Guerra e os dias atuais.

Na primeira fase, a qual os autores chamam de *Triple Helix I*, verificado principalmente na antiga União Soviética e alguns países do Leste Europeu, o Estado Nacional cerceava praticamente todo o relacionamento por direcionar os objetivos de pesquisa e disponibilizar a maior parte da verba para os projetos. Essa versão é contemplada como uma variação falha do modelo, pois ao limitar as condições de pesquisa estancava o interesse pela inovação em vez de encorajá-lo.

O segundo modelo político, expandido inicialmente nos EUA, nas palavras de Etzkowitz & Leydesdorff (2000) consistiu numa espécie de “choque terapêutico” diante a redução do papel do Estado apresentado no *Triple Helix I*, mas também não conseguiu formar bases sólidas para a dinâmica de interação entre as universidades e indústrias, pois o Estado passou a ter praticamente nenhuma influência na decisão dos projetos acadêmicos, introduzindo assim o caráter de *laissez-faire* na política tríplice.

⁶ Etzkowitz, H. and Leydesdorff, L., “The triple helix–university–industry–government relations: a laboratory for knowledge-based economic development”, *EASST Review*, n.14, p. 14–19, 1995.

⁷ Entretanto, diferente das universidades, as forças armadas desenvolviam tecnologias para uso próprio e não para uso na indústria ou outro segmento, como geralmente acontece as pesquisas em universidades. A serventia das pesquisas das forças armadas para indústria decorre do caráter de externalidade gerado por tais tecnologias, como cilindros de oxigênio; robôs de operação remota; sísmicas, entre outras, desenvolvido pela marinha de guerra que tiveram serventia para a indústria *offshore*.

Na fase atual do modelo, o *Triple Helix* III, a dinâmica da inovação passou a ser interpretada a partir de arranjos institucionais entre universidades, indústrias e governo, voltados para a promoção de inovações científicas e tecnológicas. A atuação do governo induziu a realização de arranjos, mostrando-se bastante diferente do controle exercido na fase I e do *laissez-faire* da fase II. Esse “encorajamento” pode ser visualizado não apenas pelo financiamento das pesquisas, mas também por intermédio da criação de agências governamentais e modificações institucionais⁸.

Assim, em conformidade a essa terceira fase, os governos possuem como objetivo fortalecer um ambiente inovador através da possibilidade de *spin offs* entre universidades e firmas, iniciativas trilaterais para o desenvolvimento econômico baseado no conhecimento e alianças estratégicas entre firmas e organizações que operem em diferentes áreas e níveis tecnológicos (Etzkowitz & Leydesdorff 2000). Os governos formam dessa maneira uma infra-estrutura de conhecimento onde não haverá determinação de uma esfera sobre a outra, logo, cada hélice possuirá a mesma função de propiciar inovações através da dinâmica interativa (Shima, 2005).

Mas sejam quais forem os integrantes de uma rede ou a maneira como eles se inter-relacionam, as redes se mostram como instrumentos de aglutinação de múltiplas competências por intermédio da interação entre as especializações de cada membro. Em consequência direta a esse fenômeno aglutinador, há uma expansão na eficiência produtiva e no potencial de inovação de cada integrante, pelo fato de diminuir a necessidade de cada organização dominar todas as competências e tipos de conhecimento pertinentes a um dado processo tecnológico.

Conforme a difusão da formação de redes em diversos processos tecnológicos aconteceu, a corrente neo-schumpeteriana através dos estudos pioneiros apresentados por Freeman (1988), Lundvall (1992) e Nelson (1993) desenvolveu e introduziu o conceito de Sistemas de Inovação dentro da teoria econômica para explicar o avanço tecnológico propiciado ou fortificado pelas redes.

⁸ Etzkowitz & Leydesdorff (2000) classifica as mudanças institucionais como mudanças nas “regras do jogo”.

1.3.1 Sistemas de Inovação.

Os sistemas de inovação podem assumir um caráter nacional, setorial e regional ou local. Ao tratar de um Sistema Nacional de Inovação, os agentes envolvidos possuem a função de desenvolver a matriz produtiva de um país, desempenhando assim um papel fundamental na capacitação tecnológica e científica das empresas e organizações não-empresariais responsáveis pela realização das inovações tecnológicas em um país.

No Brasil, alguns dos principais integrantes do SNI são: O Ministério de Ciências e Tecnologia, o CNPq, o Capes, Finep e o IBICT (Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia). Os sistemas regionais e setoriais podem ser visualizados da mesma maneira, mas com uma abrangência localizada. Os sistemas regionais ou locais de inovação estão voltados para a capacitação de agentes localizados numa mesma proximidade, como Estado, Município ou uma região qualquer. Nesses, o conjunto de elementos locais, naturais, econômicos, sociais, culturais, políticos, complementares ou sistêmicos passam a definir a atratividade de cada região. Já o Sistema Setorial de Inovação (SSI) é formado por agentes não necessariamente próximos espacialmente, mas responsáveis pelo desenvolvimento tecnológico de uma atividade setorialmente convergente.

Em relação específica ao SSI, essa é a forma de rede indiretamente analisada nesta dissertação e possui como referência fundamental o trabalho de Malerba (2002). Nesse trabalho, o autor destaca que um SSI é um conjunto de produtos novos e estabelecidos, para usos específicos, e um conjunto de agentes que realizam interações no mercado e fora do mercado para a criação, produção e venda de tais produtos. O sistema setorial possui uma base de conhecimento, tecnologias, insumos e demanda existente ou potencial. Os agentes são organizados em diferentes níveis agregados, com processos de aprendizado, competências, estrutura organizacional, crenças, objetivos e comportamentos específicos. Esses interagem via cooperação, comunicação, trocas, competição e comando. No geral, os elementos básicos de um sistema de inovação ao nível setorial são os domínios do conhecimento e de tecnologias e a interação entre os agentes e instituições.

Pelo fato do domínio do conhecimento e das tecnologias serem um dos elementos centrais de delimitação de um setor e por esses estarem em permanente evolução e transformação, os setores tendem a apresentar uma intensa dinâmica de crescimento e transformação no tempo e no espaço. Por isto, novos tipos de competência passam a ser

requeridos, como o domínio no uso de novas tecnologias, tais como biotecnologia, nanotecnologia, tecnologias de informação, projeção virtual, entre outros, que em períodos anteriores não eram requeridos.

1.4 Conclusões Parciais.

O desenvolvimento dos argumentos teóricos revela que a contribuição neoschumpeteriana, através de processos de aprendizado e do papel das instituições, esclarece a conjunção de interesses públicos e privados acerca do desenvolvimento sócio-tecnológico das economias industriais. Essa corrente teórica, diferentemente de outras concepções teóricas, reflete o ambiente dinâmico e social pelo qual o processo de criação e transformação tecnológica está embutido nas modernas economias industriais. Uma das conseqüências dessa análise mais apurada das causas e conseqüências do progresso tecnológico em torno da dinâmica econômica tem sido a disponibilidade de um novo arcabouço teórico para a formulação de políticas públicas de fomento ao desenvolvimento de ciência e tecnologia.

Senker *et al.* (1999, citado por Conde & Araújo-Jorge, 2003), argumentam que o conceito de SSI tem sido utilizado tanto como conceito analítico, para identificar as redes de inter-relações entre as organizações públicas ou privadas envolvidas com a geração e difusão de inovações em um dado setor econômico, quanto como instrumento de política para sustentar e promover as relações indutoras do avanço tecnológico e mercadológico em setores de inovação.

Nessa última perspectiva, o objetivo principal de políticas de inovação a serem desenvolvidas deve levar para o primeiro plano de ação os fatores voltados à capacitação das empresas e à suprir necessidades que não são realizadas pelo mercado, como o aporte de recursos para o desenvolvimento da ciência fundamental e de infra-estrutura científica. Isso pode ser dado através de programas de financiamento do aprimoramento humano (conhecimento codificado), implementação de instituições voltadas para a formação do conhecimento, entre outras ações relativas aos desafios da economia do aprendizado, as quais privilegiam a dimensão social e facilitam a capacitação interdisciplinar dos agentes. Em relação a isso, Lundvall (2001) aponta para a necessidade de integrar mais estreitamente a base do conhecimento das universidades com os processos de inovação das firmas que desenvolvem sistematicamente pesquisa científica e tecnológica.

A seguir será apresentada uma retrospectiva da evolução do segmento industrial de exploração de petróleo em águas no mundo e no Brasil. Isso servirá de base para a posterior apresentação do processo de aprendizado da Petrobrás/Cenpes acerca da trajetória tecnológica no Sistema Flutuante de Produção, na terceira parte da dissertação.

PARTE II

EVOLUÇÃO DO SEGMENTO OFFSHORE NO MUNDO E NO BRASIL

Esta parte contém dois capítulos que apresentam a evolução da exploração do segmento *offshore* no mundo e no Brasil. O primeiro capítulo refere-se ao desenvolvimento das trajetórias tecnológicas que viabilizaram econômica e tecnicamente a produção de petróleo nas diferentes províncias marítimas do mundo. O segundo capítulo condiz com os fatores que influenciaram para o avanço e para a expressividade do segmento *offshore* na indústria do petróleo no Brasil.

Dessa forma, essa parte, através do capítulo 2, demonstra qual foi o cenário tecnológico internacional que a Petrobrás se defrontou antes e depois do início do PROCAP, e por intermédio do capítulo 3 indica a importância do segmento para o setor industrial petrolífero brasileiro, bem como os principais aspectos e marcos institucionais que envolveram a atividade no país.

2. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SEGMENTO *OFFSHORE* NO MUNDO

Introdução

Este capítulo tem por objetivo **identificar e descrever** as diferentes trajetórias tecnológicas do segmento *offshore* mundial e, na medida do possível, apresentar os principais aspectos e marcos que constituíram essas trajetórias. Será investigado, portanto, como se deu o início e a expansão das atividades *offshore* na indústria petrolífera mundial nas duas primeiras grandes províncias de petróleo do segmento *offshore*: o Golfo do México (EUA) e o Mar do Norte (Europa), devido o fato das três trajetórias tecnológicas terem sido criadas nessas províncias.

O capítulo 2 **descreve** as trajetórias tecnológicas e suas características, a evolução do segmento *offshore* pelo mundo, os elementos de maior influência para a expansão tecnológica do segmento, entre outros fatores. Paralelamente o capítulo 2 discute a existência ou constituição de um Paradigma Tecnológico e de um Sistema Setorial de Inovações em relação ao processo tecnológico de produção de petróleo em águas no Golfo do México (EUA) e, depois, no Mar do Norte (Europa). Ademais, procura-se destacar a base de conhecimento tecnológico pela qual a Petrobrás deu início às suas atividades *offshore* nas décadas de 60/70.

A exploração *offshore* teve início no final do século XIX, em águas ultra-rasas (*swallow water* – até 30 metros), de maneira bastante rudimentar e de forma pouco científica. Os desafios *offshore* eram superados de maneira empírica e não pelo apoio da pesquisa científica e tecnológica. A exploração *offshore* empregava, neste período, praticamente a mesma tecnologia utilizada no segmento *onshore* (em terra), caracterizando desta forma, a ausência de processos tecnológicos específicos de exploração e produção. Apenas com a ampliação das descobertas e a conseqüente expansão das dificuldades de exploração, devido ao interesse de prospectar em campos mais profundos (águas rasas – entre 30 e 400 metros) e mais distantes da costa, a atividade *offshore* se tornou dependente de tecnologias e de procedimentos próprios e não mais através da rudimentar e empírica adaptação de equipamentos *onshore*. Supõe-se inclusive, que nesse momento o segmento deu início a um paradigma tecnológico, pelo fato da atividade ter passado a depender de uma base científica e tecnológica para ser explorada.

A partir desse começo, houve muitos avanços científicos e tecnológicos em diversas áreas do conhecimento que permitiram a produção *offshore* ultrapassar paulatinamente a profundidade das águas ultra-rasas (até 30 metros) até chegar aos campos ultra-profundos (mais de 1500 metros⁹), na década de 90. Tais avanços podem ser resumidos em três grandes áreas tecnológicas, reconhecidas na literatura como “*big tree*”: sísmica; perfuração e plataformas com seus equipamentos (Miles, 2005; Austin *et al.*, 2004).

A evolução de parte desta “grande árvore”, relativa às plataformas e seus equipamentos, ao longo de décadas de exploração e P&D que surgiram três trajetórias tecnológicas no segmento *offshore*¹⁰: Sistema Rígido (ou fixo) de Produção (SRP), Sistema Flexível (ou híbrido) de Produção (SFP) e Sistema de Produção Flutuante (SPF). As características diferenciais básicas de cada sistema, ou trajetórias, são as estruturas de sustentação das plataformas: a) SRP – uma estrutura sólida ligando a plataforma até o leito marinho, mas sem nenhuma estrutura de flutuação; b) SFP¹¹ – uma estrutura flexível (cabos de aço entrelaçados) liga a plataforma até o leito e a plataforma flutua com o auxílio de bóias; c) SPF¹² – não existe uma estrutura de ligação da plataforma com o leito marinho, mas sim uma estrutura de ancoragem. O SPF é representado por plataformas semi-submersíveis de produção (SS-FPSU - *Semi-Submersible Floating Production and Storage Unit*) e barcos do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offshoring*)¹³. Em relação à SS-FPU, além do modelo quadrangular difundido no Brasil, existe uma com formato tubular, a chamada Spar.

A partir dessas trajetórias e de suas respectivas soluções tecnológicas, a exploração *offshore* mostrou-se cada vez mais importante na indústria do petróleo, impondo um significativo aumento no volume total de hidrocarbonetos disponível a ser prospectado. Atualmente, através destas trajetórias, aproximadamente 30% da produção mundial de petróleo e gás passou a ser proveniente das bacias sedimentares submersas nas mais diversas províncias submarinas (Miles, 2005; NOIA, 2005).

⁹ Na realidade, a classificação do nível de profundidade dos campos submarinos varia com o tempo. No início das atividades, qualquer poço além dos 50 metros era considerado águas profundas. Diante destas alterações, não existe uma classificação homogênea, logo será utilizada a classificação da Petrobrás.

¹⁰ Ver modelos das plataformas no Anexo II – Figura 1.

¹¹ Ver modelo da plataforma TLP no Anexo II – Figura 2.

¹² Ver modelo da plataforma SS-FPSU no Anexo II – Figura 3.

¹³ O SPF foi amplamente difundido na Bacia de Campos do Brasil.

A seguir será apresentado o cenário no qual desenvolveram-se as trajetórias nas duas primeiras e mais importantes províncias de petróleo do mundo, o Golfo do México e o Mar do Norte. A seção 2.1, refere-se à trajetória SRP e à produção *offshore* nos EUA, a única província a produzir petróleo em escala comercial em águas até a década de 60. Já a seção 2.2 discute a proliferação tecnológica (outras 2 trajetórias) que ocorreu no Mar do Norte a partir dos anos 60. As seções 2.3 e 2.4 demonstram a evolução mundial do segmento *offshore* através dos avanços tecnológicos. Por fim, o capítulo termina com algumas ponderações sobre os temas abordados no decorrer do capítulo.

2.1 O INÍCIO DA EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* E DA TRAJETÓRIA SRP NO GOLFO DO MÉXICO: SÉC.XIX-1960.

A história da produção de petróleo em águas, embora de maneira bastante rudimentar, teve origem na costa oeste dos Estados Unidos, no ano de 1896. O primeiro poço encontrado e explorado da história *offshore* foi no Estado da Califórnia, na cidade (condado) de Santa Bárbara. O poço tinha uma profundidade de quase 6 metros e a uma distância aproximada de 15 metros da praia. Frente ao pioneirismo, não havia plataformas de produção, mas sim um conjunto de cavaletes¹⁴ sequencialmente instalados a partir de uma estação em terra. Nesses cavaletes eram instaladas bombas de prospecção e dutos para transportar o petróleo. Estas bombas eram as mesmas utilizadas na produção *onshore*, demonstrando a falta de equipamentos próprios da exploração *offshore* nesse período (Miles, 2005).

2.1.1 A produção *offshore* embrionária: processo sem plataformas.

Com a produção totalmente dependente da base terrestre, a rudimentar produção *offshore* da época foi concebida pelos operadores locais como uma “longa torneira” (ELSEVIER, 2005). A instalação dos equipamentos e dutos no poço era realizada por homens que praticavam mergulho livre, pois na época não existiam escafandros e cilindros de oxigênio¹⁵.

Após o empreendimento pioneiro em Santa Bárbara, outros poços passaram a ser igualmente explorados na região da Califórnia, mas por causa das incipientes condições

¹⁴ Ver figura no Anexo II – Figura 4.

¹⁵ Os sistemas de bombeamento de oxigênio foram desenvolvidos apenas no final de 1910, pela marinha naval norte-americana, os chamados SCUBA (*self-contained underwater breathing apparatus*). E no final da década de 30, em função da II Guerra, a marinha americana desenvolveu os primeiros cilindros de oxigênio que foram introduzidos na exploração de petróleo.

tecnológicas da produção, essa era realizada principalmente em lagos e rios e em profundidades não superiores aos 15 metros. O recorde de distância alcançado por essa estrutura foi com o cais instalado no condado de Summerland (Califórnia) no início de 1897, com quase 400 metros de percurso. Este e outros cais tiveram curta duração, pois vários deles foram construídos num período (1895-1902) sem a constatação dos tradicionais furacões desta região. Mas em 1902, o cenário foi alterado por uma série de furacões que destruíram completa ou parcialmente diversas instalações, forçando a migração de parte do investimento em produção de petróleo *offshore* para outras regiões com adversidades climáticas mais amenas (Austin *et al.*, 2004).

Uma destas regiões foi a Venezuela, local onde ocorreram duas importantes inovações, com conseqüências importantes para a evolução tecnológica do segmento. A primeira e mais importante foi a criação e instalação de uma plataforma com estacas de madeira presas ao solo, dispensando assim, pela primeira vez, o uso dos cavaletes. O empreendimento que ocorreu no Lago Maracaibo no final da década de 20 e representou o primeiro processo de produção *offshore* independente do controle terrestre (estrutura isolada da margem terrestre), ainda não pode ser expresso como o início da trajetória de sistema rígido de produção, pois não havia sido testado em águas marítimas sob a intrepidez das ondas do mar (Lankford 1971, citado por Austin *et al.*, 2004). Mas serviu como uma fonte de conhecimento aproveitável para a constituição da trajetória na costa leste dos EUA após alguns anos. A outra inovação foi o caixão pneumático, uma estrutura retangular de concreto entre as “pernas” da plataforma. A base serviu para facilitar o deslocamento (transporte) das mesmas, pois continha em seu interior materiais mais leves do que a água do mar (água de lastro ou ar) e também para melhorar a sustentação das plataformas no leito marinho. Esse suporte foi aperfeiçoado e difundido nos primeiros anos de exploração *offshore* na zona norte do Mar do Norte – Noruega (Lappegaard *et al.*, 1991).

Outra região para onde migraram os investimentos *offshore* foi a costa leste americana, o Golfo do México. Essa região testemunhou muitas inovações e recordes importantes para a evolução da indústria *offshore*, a ponto da exploração nessa região ser considerada o marco inicial da produção *offshore* mundial em escala comercial e responsável pelo desenvolvimento da primeira trajetória tecnológica do segmento.

2.1.2 A produção *offshore* no Golfo do México.

A região do Golfo do México, apesar de constituir atualmente a maior reserva de petróleo *on* e *offshore* dos EUA, passou a ser de interesse das companhias de petróleo apenas em janeiro de 1901, quando foi descoberto o enorme campo *onshore* de petróleo, em Spindletop (Texas), com produtividade de 100 mil barris de petróleo por dia em alguns de seus poços. Um dos fatores que retardaram as descobertas no Texas foi o conhecimento geológico da época, pois esse descartava a possibilidade de haver petróleo em terrenos arenosos e sulfurosos como no terreno no Texas (Halbouty 1957¹⁶, citado por Austin *et al.*, 2004).

Após a descoberta no Texas, outras grandes reservas de petróleo passaram a ser descobertas em outros Estados da costa leste, gerando uma espécie de “corrida pelo petróleo” nos Estados Arkansas, Mississippi, Oklahoma, Flórida e Lousiana. Mas a procura não se reteve aos campos *onshore*, pois a partir da experiência de sucesso de companhias na costa da Califórnia, empreendedores arriscaram prospectar a extensão dos campos dentro das praias e outros campos localizados sob águas, como em lagos, rios e pântanos.

2.1.2.1 O Pioneirismo *offshore* no Estado de Lousiana e o crescimento da “grande árvore”.

Em relação à “corrida pelo petróleo”, o Estado de Lousiana, por ter uma grande quantidade de lagos e regiões pantanosas em sua área geográfica, destacou-se inicialmente pela produção *offshore* em águas ultra-rasas. Mas os procedimentos operacionais, equipamentos e conhecimentos envolvidos com a atividade se mantinham os mesmos da costa oeste, ou seja, a exploração continuava rudimentar e sem relação direta com a ciência. O primeiro poço *offshore* perfurado no Estado, simbolizando o início da atividade *offshore* no Golfo do México, foi em Caddo Lake, no ano de 1911 (U.S., 2005).

A evolução deste segmento industrial foi tão expressiva no Estado, principalmente na região sudeste, que transformou sua cultura laborial, onde pequenos fazendeiros e pescadores deixaram suas atividades rotineiras para se empregarem nas grandes companhias, como perfuradores, construtores de cavaletes, operários civis na construção de

¹⁶ Halbouty, M.T., “Geological and Engineering Thinking in the Gulf Coast of Texas and Louisiana – Past, Present and Future”, *Journal of Petroleum Technology*, may 1957.

estradas, etc. Mas essa transformação ocorreu de maneira gradual, pois o volume da produção *offshore* não podia avançar rapidamente naquele momento, devido a algumas restrições deste mercado. Essas restrições estavam diretamente atreladas ao fato da maior parte das reservas *offshore* do Estado estar localizada nas extensões marítimas dos campos, logo, além da competência *offshore* das companhias, as quais estavam limitadas à exploração no interior do Estado, ou seja, em campos de fácil acesso. Concomitante a isso, existiam três entraves ao crescimento da produção *offshore* no Estado e em todo Golfo: a) ausência de equipamentos para detectar mais precisamente os campos submersos em áreas marítimas; b) falta de regulamentação pertinente ao avanço da exploração em águas. Nesse período, a legislação federal contemplava apenas os projetos de exploração iniciados em terra e finalizados a poucos metros da praia; e c) incipiente domínio tecnológico, o qual ainda estava calcado nas estruturas dependentes, impedindo a exploração segura em campos marítimos (McGuire, 2004).

Em relação ao primeiro inibidor da exploração *offshore*, inicialmente a detecção de petróleo era praticamente uma “arte de repetição”, pois a tecnologia sísmica apenas indicava as regiões com petróleo e não os locais de perfuração. Desta forma a opção era a perfuração contínua de uma área até encontrar os pontos de vazão, porque a única técnica científica utilizada na época em substituição ao rudimentar e empírico uso de forquilhas como detectores era o *Eötvös Torsion Balance*, o qual servia para medir a gravidade do solo terrestre e indicar grosseiramente as possíveis áreas com jazidas de petróleo. O procedimento mostrava-se ainda mais falho na busca por petróleo em mar, devido à mudança atmosférica. O *Eötvös* e a incapacidade sísmica representaram bem os aspectos rudimentares e até não científicos da fase inicial do segmento *offshore*, por não haver nenhum modelo de pesquisa ou tecnologia indicador do caminho por onde as companhias poderiam encontrar as soluções para os desafios do ambiente mais complexo dos campos marinhos.

Após anos de ausência de equipamentos sísmicos eficientes, surgiu durante a I Guerra Mundial o sismógrafo de refração (*refraction seismograph*). Essa inovação foi uma externalidade dos esforços das forças armadas americanas no desenvolvimento de um sismógrafo para aperfeiçoar a busca por submarinos inimigos. No final da década de 30 a *Gulf Oil* desenvolveu a sísmica à rádio, mais potente do que a sísmica por reflexão, mostrou-se uma inovação radical e trouxe grandes avanços ao segmento *offshore*, pois proporcionou a detecção mais precisa de grandes reservatórios em águas marítimas mais

profundas (além dos 100 metros).

As atividades *offshore* em mar, mesmo com o avanço nos recursos sísmicos, ainda eram bastante limitadas pela falta de um mecanismo legal que oficializasse e permitisse a produção além da praia. Esse entrave foi dissolvido quando o Senador do Estado de Dakota do Norte, Gerald Nye, aprovou em 1937, no congresso americano, a declaração de que as terras sob o mar próximo da margem costeira deveriam ser incorporadas ao domínio público e, portanto, suscetíveis à exploração.

A alteração institucional, atrelada aos avanços das sísmicas, ampliou consideravelmente a possibilidade de prospecção em águas marítimas no Golfo, mas foi inviabilizada pela falta de tecnologias de exploração mais sofisticadas, afinal o conhecimento *offshore* ainda continuava calcado no modelo das plataformas dependentes, tornando tecnicamente impossível a exploração de poços mais distantes da costa.

A companhia *Pure Oil*, auxiliada pela companhia *Superior Oil* e pela empresa texana de engenharia Brown & Root, ainda conseguiu aperfeiçoar o sistema de cavaletes a ponto de permitir a prospecção segura de poços além de uma milha. O novo modelo de cavaletes foi utilizado pela primeira vez, na costa da cidade Creole/Louisiana, em 1938, para explorar poços até 1.600 metros (1 milha) de distância da costa e em profundidade de até 10 metros (Lankford, 1971, citado por Austin *et al.*, 2004). Em 1940, a resistência da nova estrutura pode ser testada em um grande furacão. As ondas “varreram” o *deck* e muitos equipamentos foram seriamente danificados, mas a estrutura suportou e após as reformas continuou produzindo petróleo por 30 anos, quando o poço chegou ao seu limite (*Offshore*¹⁷, 1963, citado por Austin *et al.*, 2004).

Porém, como a dificuldade aumentava consideravelmente conforme as operações se deslocavam da costa, mesmo a técnica empregada nos cavaletes do Campo de Creole não permitiu a exploração em mar aberto, gerando um grande desestímulo às companhias que desejavam aproveitar a nova legislação federal. Isso ficou claro segundo os relatos de um influente jornal da época, o *Oil and Gas Journal*: “cavaletes não poderiam ser construídos suficientemente altos e fortes para permanecer em pé diante das ondas geradas pelos furacões em grandes distâncias” (Austin *et al.*, 2004, p.9, tradução nossa). O volume produzido em campos marítimos apenas continuava a ampliar, mesmo em ritmo lento,

¹⁷ *Offshore*, “First Well in Gulf of Mexico Was Drilled Just 25 Years Ago”, October, 1963.

devido ao relevo do Golfo possuir um declive bastante gradual, sendo necessário percorrer centenas de milhas para alcançar profundidades de 100 metros (300 pés), dando uma sobrevida maior às estruturas dependentes (Larson and Porter 1959¹⁸, citado por Austin *et al.*, 2004).

A frustração acerca da ineficiência do regime das plataformas dependentes, conjugada à descoberta de novos reservatórios distantes da costa terrestre do Golfo, influenciou fortemente os empresários do setor da época a começarem desenvolver pesquisas para superar o entrave tecnológico do segmento em águas marítimas. Com isso, algumas empresas passaram a destinar recursos para fomentar pesquisas que indicassem os caminhos a serem seguidos no intuito de permitir o avanço das atividades *offshore*. Além desse processo de aprendizado, dois importantes avanços científicos vieram em auxílio das companhias: a criação da solda aquática e do alicate hidráulico, ambos durante a II Guerra (Austin *et al.*, 2004).

As pesquisas se desenvolveram, essencialmente, sob dois flancos: plataformas de tamanho grande, com capacidade para estocar petróleo e com maior peso para resistir aos furacões, mas com um elevado custo e plataformas pequenas mais fáceis de serem montadas e com menor custo. Ambas com uma estrutura independente do controle terrestre. Essa corrida chegou ao fim em novembro de 1947, tendo como resposta plataformas de estrutura pequena. Isso permitiria a superação do último entrave relativo ao avanço da produção *offshore* no Golfo.

2.1.3 O início da trajetória do Sistema de Produção Rígida: a primeira forma das plataformas independentes.

Um consórcio de companhias, liderado pelas companhias Kerr-McGee, Humble Oil e Phillips Petroleum, instalou e perfurou um poço a 12 milhas da costa da cidade Morgan, em Lousiana, tornando-se o primeiro poço “*out-of-sight-ofland*” da história. Esta plataforma independente, batizada de Kermac 16 possuía aproximadamente 11,5 metros por 21,5 metros. Sua estrutura produzia petróleo em um poço de 6 metros (20 pés) de profundidade e estava presa nas areias do Golfo por 16 colunas de concreto e ferro, fixadas até 31 metros dentro do solo atlântico. O empreendimento teve um custo inicial de US\$ 230 mil e durou

¹⁸ Larson, H. and K.W. Porter, *History of Humble Oil & Refining Company*, New York: Harper & Brothers Publishers, 1959.

até o ano de 1984, com o esgotamento das reservas do campo (Miles, 2005).

Uma importante parceira da Kerr McGee foi a Brown & Brooks, já conhecida no meio *offshore* por sua colaboração na construção da plataforma de Creole. Além disto, um dos engenheiros civis da empresa de engenharia, Ferdinand Hauber, foi integrante do projeto de *design* no Canal do Panamá, uma importante fonte de informações no projeto de construção da plataforma. Outro projeto que serviu de subsídio para a criação da plataforma de Kermac foi o modelo de plataforma independente, do Lago Maracaibo/Venezuela, através da difusão do conhecimento codificado gerado no projeto venezuelano (Miles, 2005; Austin *et al.*, 2004).

Dada à pequena dimensão da plataforma de Kermac, não existia espaço para armazenar petróleo e nem mesmo para a moradia dos trabalhadores. A solução foi criar um mecanismo de evacuação do petróleo para um barco, o qual estaria permanentemente ancorado ao lado da plataforma, e outro barco para servir de moradia. Os barcos foram todos comprados das forças armadas. A embarcação de transporte do petróleo teve poucas adaptações, pois o mesmo já servia para transportar combustível e suprimentos durante a guerra. A partir desse marco inicial, o uso de embarcações para estocar e transportar o petróleo tornou-se uma prática difundida em todos os tipos de plataformas e em todas as províncias de petróleo, recebendo o nome de *tender-supported platform*, ou embarcação de suporte às plataformas¹⁹. Sobre a embarcação moradia, essa teve de ser totalmente readaptada, inclusive com a retirada de seus motores. A opção de embarcações de auxílio foi bastante perspicaz, dado o baixo preço cobrado pelas forças armadas, pois as consideravam sucatas (Pratt *et al.*, 1997²⁰, citado por Austin *et al.*, 2004).

O conhecimento científico e tecnológico em torno do sucesso da plataforma Kermac serviu como o caminho a ser seguido pelas demais companhias, desencadeando uma nova corrida por petróleo no Golfo, onde em apenas 5 anos já haviam aproximadamente 70 unidades independentes espalhadas pela província, tendo a Humble Oil como principal *player* do segmento. A plataforma de Kermac serviu como modelo a ser seguido, mas com diversas alterações de tamanho e altura (*Shell News* 1949, citado por Austin *et al.*, 2004), refletindo o grande espectro de opiniões presentes no início de uma trajetória, conforme

¹⁹ Este tipo de embarcação teve um papel de fundamental importância na aplicação do Sistema de Produção Antecipada, um modelo que foi absorvido e difundido pela Petrobrás a partir da década de 70.

²⁰ Pratt, J. A., T. Priest, and C. Castaneda. *Offshore Pioneers: Brown & Root and the History of Offshore Oil and Gas*. Houston: Gulf Publishing Company. 1997.

disposto no capítulo 1.

Nesta época, muito diferente do momento em que a plataforma de Criole foi instalada, o conhecimento científico e aplicado havia se desenvolvido consideravelmente, como pode ser percebido em uma das passagens do livro de Siebenhausen²¹ (2000) sobre uma conversa entre um engenheiro da Shell com um diretor da Brown&Root: “*In just how deep of water do you think Brown & Root could build an offshore platform?*” *The simple answer was: “First, young man, you will have to tell me how much money Shell is prepared to spend on such a platform”* (Austin *et al.*, 2004, p.11). Assim, em meio às pesquisas e resultados, foi dado o início da primeira grande trajetória tecnológica, pelo sistema rígido de produção, marcando uma nova fase na evolução da exploração de petróleo em águas.

Mas para dar prosseguimento às atividades em profundidades maiores, era imperativo a maior consolidação do conhecimento científico (*know why*) acerca das condições climáticas como força e altura das ondas, previsão mais acertada de furacões, entre outros fatores que implicaram numa aproximação contínua e intensa entre a indústria *offshore* e as instituições americanas de pesquisa. A criação de cursos de oceanografia e meteorologia marítima (especializada em furacões) por diferentes universidades, como as de Berkeley (Califórnia) e do Texas, foi um dos exemplos. As empresas, para facilitar a comunicação com as instituições de pesquisa, criaram laboratórios próprios de pesquisa e contrataram “oficiais do tempo” (*weather officers*), ex-militares especializados em previsão do tempo. A liderança dessas atividades coube ao Instituto de Petróleo Americano (API), uma instituição equivalente à Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) no Brasil.

Além do *know why* mais bem estruturado, para poder facilitar a expansão das atividades no Golfo foi necessário realizar um profundo levantamento dos fatos relativos a esta bacia. Assim, no desejo de formar o *know what* do setor, o API lançou e liderou entre 1957-61 o Projeto 51, visando mapear e criar uma grande base de dados sobre as características geofísicas, climáticas e ambientais do Golfo do México. Para realizar essas atividades, muitas empresas e instituições foram envolvidas no projeto, a ponto de formar uma rede de parcerias em busca da formação desse conhecimento. Os pontos formados nessa rede tiveram suas posições muito bem definidas, pois as firmas eram responsáveis pelas atividades práticas, como perfurações, sísmicas, instalação de barômetros, de cilindros

²¹ Siebenhausen, Jr. C.H., “Outline of Notes for a Shell History”. Document in OEC Archives, Houston, Texas, 2000.

sob a água para medir a velocidade das ondas, etc. e repassavam as informações obtidas para as universidades, institutos de pesquisa e pesquisadores autônomos, realizarem os estudos científicos. A API exerceu sua posição como canal de informações, por difundir e estimular a geração de conhecimento dentro da indústria do petróleo (Willey 1953²², citado por Austin *et al.*, 2004).

Além destas atividades do API e seus parceiros, as pesquisas em busca de novas tecnologias continuavam num ritmo intenso dentro do segmento. Uma importante inovação incremental desenvolvida pela Humble Oil, foi um novo sistema de ancoragem mais seguro para os barcos das tripulações. A inovação consistiu basicamente na adição de duas ou três novas ancoras em cada embarcação²³ (Austin *et al.*, 2004). Outra importante inovação foi relativa ao sistema de perfuração. Até o início da década de 1950, o sistema de perfuração era instalado na plataforma de produção e depois de realizado o serviço, os equipamentos eram desconectados e transportados por uma embarcação, novamente para terra. Para maior versatilidade, a mesma embarcação de transporte foi adaptada para realizar a perfuração. Para isto ser possível, além da instalação permanente dos equipamentos na embarcação, essa teve de ser adaptada para realizar a atividade de perfuração. Além disso, a adaptação foi uma inovação ainda mais importante para a indústria, pois gerou um *know how* utilizado na fase inicial do desenvolvimento de plataformas flutuantes de produção²⁴.

A estrutura de sustentação das plataformas rígidas também evoluiu consideravelmente desde a Kermac-16, pois ao invés dos pinos introduzidos no solo, a partir de meados da década de 50 foram introduzidas as “jaquetas” que são estruturas tubulares de metal e servem de suporte mais sofisticado para a plataforma. Diante da nova estrutura das jaquetas foi possível a instalação de mecanismos que a partir da força hidráulica possibilitara a auto-elevação da plataforma - as *jack ups*²⁵.

E a partir de 1957 diante da diversidade de inovações, a indústria do petróleo alcançou a marca história de explorar um poço a 100 pés de profundidade (33 metros). A empresa

²² Willey, M.B., “Structures in the Sea”, *Petroleum Engineer*, p.38-47, nov. 1953.

²³ Este tipo de ancoragem serviria de inspiração para engenheiros desenvolverem a ancoragem *Taut Leg* (pernas atirantadas), bastante utilizada em Plataformas Flutuantes. A ancoragem *Taut Leg* são diversos cabos fixados em diversos locais onde a plataforma esta localizada, auxiliando para que estas não se desloquem muito.

²⁴ Na realidade, este foi o embrião original das plataformas semi-submersíveis de produção, que é o modelo de plataforma flutuante mais difundido no Brasil, pela Petrobrás. Pois como será demonstrado, esta embarcação de perfuração foi adaptada para funcionar provisoriamente como plataforma flutuante de produção no Sistema de Produção Antecipado.

²⁵ Ver foto no Anexo 2 – Figura 5.

líder dessa exploração foi novamente a Humble Oil, mostrando-se mais uma vez como a principal empresa na exploração *offshore* do período. Inclusive, para essa plataforma, foram utilizados pela primeira vez helicópteros no transporte dos trabalhadores, enfatizando a grande distância entre a plataforma e a praia.

Diante das perspectivas de superações tecnológicas e aumento contínuo na produção, as perspectivas dentro do Golfo eram as mais otimistas possíveis, mas a recessão da economia americana entre 1957-58 e a super-produção de petróleo no Oriente Médio alterou os ânimos dos investidores. Por causa disso, o uso da capacidade instalada da região reduziu para apenas 37% em 1958 (Frederick 1959, citado por Austin *et al.*, 2004). Ainda assim, a evolução da tecnologia não cessou, pois em 1958 houve a instalação da primeira complementação *subsea*²⁶ do segmento, uma válvula para o controle do fluxo do petróleo e que futuramente se transformaria em uma Árvore de Natal Molhada (ANM)²⁷.

Em 1959, com a volta do crescimento da economia norte-americana, atrelado à decisão do Presidente Eisenhower de impor quotas de importação de petróleo no intuito de expandir o mercado doméstico, o investimento em atividades *offshore* retornou no Golfo e conseqüentemente a produção de petróleo no local voltou a crescer. Além da medida de quotas de importação, o governo americano realizou outras ações para ampliar a produção interna. Uma delas foi a decisão de realizar um grande leilão (*leasing*) de campos *offshore* de petróleo.

2.1.4 Os leilões nos campos do Golfo promovendo o desenvolvimento tecnológico no SRP.

O controle da exploração de minérios nos EUA esteve sob a tutela do *Bureau Land Management* (BLM), órgão diretamente ligado ao Presidente da República até o ano de 1982. E diante do almejo governamental de ampliar a produção de petróleo, atrelado ao considerável avanço tecnológico na exploração de petróleo *offshore* em resposta ao perigo proveniente das tormentas marítimas, o governo americano induziu o BLM a expandir os limites geográficos dos leilões de campos *offshore* no Golfo do México a partir de 1960.

²⁶ A tecnologia *subsea* são equipamentos que deixam de estar na plataforma para operarem dentro da água.

²⁷ ANM - Equipamento mecânico instalado na cabeça-de-poço (“wellhead”), composto, basicamente, de conectores e válvulas, com a finalidade de interligar as tubulações internas e externas ao poço, permitindo o controle do fluxo de fluidos através dele. Pode ser chamada de árvore de natal molhada (“wet christmas tree”), usada em poços submarinos e árvore de natal seca (“dry christmas tree”), usada em poços de completação seca (“dry completion”).

Em fevereiro de 1960, o BLM ofereceu para *leasing* mais de 1,5 milhões de acres no Golfo e devido à confiança na competência das companhias, foram também ofertadas áreas com campos de até 200 pés de profundidade. Um importante detalhe foi o fato do BLM ter de contar com a ajuda da Shell para estipular as áreas de leilão. Isto porque, os mapas do solo do Golfo feitos pela Shell mostravam áreas não indicadas pelos estudos da API.

Nesse período, dado o caráter dos desafios tecnológicos para explorar petróleo em águas além dos 100 pés, as maiores companhias como Humble, Gulf, Shell e Chevron, diferenciavam-se das demais por seus patrimônios e sobretudo pela superioridade tecnológica e científica proporcionada pelo grau de sofisticação dos programas de pesquisa em exploração e produção *offshore*. Embora a Shell não fosse a maior produtora do Golfo, já era considerada a companhia com o maior nível de capacitação devido aos diversos programas de pesquisa desenvolvidos em seus laboratórios, desde o desenvolvimento de embarcações até estudos paleontológicos. Isso pode ser reforçado pelo fato dela ter sido a maior compradora dos poços localizados em 200 pés no *leasing* de 1960. Além disso, a Shell foi uma das principais inovadoras do segmento *offshore*, destacando-se a embarcação de perfuração chamada de *Bluewater I*²⁸, mais estável em função de um dispositivo que fazia submergir todo o equipamento de perfuração. A inovação foi de fundamental importância para viabilizar economicamente a perfuração e produção da Shell em poços de 200 pés a partir de 1965 (Rankin 1986²⁹, citado por Austin *et al.*, 2004).

A década de 1960 caracterizou-se pelo intenso desenvolvimento de tecnologias que marcaram a indústria *offshore*. Alguns exemplos foram: i) criação da primeira sísmica digital por um grupo de companhias junto a Texas University. Essa tecnologia foi essencial para a criação da sísmica com interpretação de imagens em três dimensões³⁰ no início da década de 70 (Austin *et al.*, 2004); ii) desenvolvimento do primeiro duto (*riser*) de transporte de petróleo de constituição flexível, um princípio de grande utilidade, quando anos mais tarde a exploração *offshore* passou para águas profundas (além dos 400 metros); iii) criação do primeiro complexo multi-plataforma³¹, onde várias pequenas plataformas produzem e enviam o petróleo para uma plataforma central (Kelvin, 2005; Austin *et al.*, 2004); iv) aperfeiçoamento das jaquetas através das *jack ups*; entre outras diversas

²⁸ Existiu a *Bluewater II*, igual à *Bluewater I*, mas em vez da embarcação ser adaptada para perfurar, a Shell passou a construir a embarcação já para a perfuração.

²⁹ Rankin, J., Untitled Manuscript on the History of Federal OCS Leasing. 1986.

³⁰ A partir de modelos matemáticos, as informações provenientes das sísmicas são interpretadas e geradas imagens, neste caso, em três dimensões.

³¹ Ver foto no Anexo 2 – Figura 6.

inovações criadas dentro de uma vasta rede de parcerias formadas desde o início das atividades *offshore* do Golfo, sugerindo-se assim, a formação de um Sistema Setorial de Inovações nesse mercado.

O intenso avanço tecnológico e o êxito do BLM nas vendas de 1960 fez o órgão anunciar uma nova mega-operação de *leasings* no início de 1962, quando foram colocados 3,67 milhões de acres em leilão. Novamente, diante do maior domínio tecnológico das companhias, o BLM pôde oferecer nesse *leasing*, campos localizados até 300 pés de profundidade. Entretanto, apenas a Shell adquiriu os direitos de exploração dos campos mais profundos, tornando-se a principal *player* do Golfo a partir desse ano. No final de 1963, a produção *offshore* chegou aos 127,6 milhões de barris - 4,8% da produção total americana (Pittman 1963, citado por Austin *et al.*, 2004).

Outra importante implicação das vendas de 1962 no comportamento de toda indústria *offshore* foi a expansão da cooperação tecnológica entre as firmas e a padronização de práticas, conforme destacado pela API em Austin *et al.* (2004, p. 49). Um dos principais fatores relacionados a isso foi o fato de nem todas as companhias possuírem grandes laboratórios de pesquisa e, portanto, dependendo do compartilhamento do conhecimento científico e tecnológico das líderes. Já as maiores companhias, com maior nível de competência, também dependiam das parcerias para dividir custos, riscos e dificuldades inerentes ao maior desafio de se explorar campos mais profundos. Nesse sentido, um engenheiro da Shell afirmou: “*We realized that the only way we could ever have access to those frontier areas was to share our knowledge with the rest of the industry, to give them a base of technology from which they could expand*”. Dentro desta filosofia, a Shell criou em 1963 o programa “*three-week school*” em tecnologia *offshore* aberto aos técnicos das companhias e membros do governo. Os interessados pagavam U\$ 100 mil pelo curso e tinham acesso aos diversos programas e tecnologias pertinentes à exploração de petróleo em água desenvolvidos pela Shell (McGuire, 2004).

Até este momento, a trajetória SRP se mostrava eficaz para a indústria do petróleo superar os desafios dos campos submarítimos. Mas uma série de grandes furacões entre 1964 a 1969 alterou o perfil das expectativas, ao ponto de influenciar fortemente as companhias e empresas de engenharia a buscarem novas soluções tecnológicas aos desafios da exploração *offshore*.

2.1.5 Os furacões no Golfo influenciando a busca por novas soluções tecnológicas.

O primeiro dos grandes furacões, o Hilda, ocorreu em outubro de 1964 e destruiu mais de uma dezena de plataformas, provocando um prejuízo estimado em mais de US\$ 100 milhões às companhias de petróleo (*Offshore* 1965³², p. 26-28, citado por Austin *et al.*, 2004). Após o Hilda e a conseqüente constatação da tecnologia garantida pelos engenheiros não ser confiável, as expectativas dos investidores acerca do regime tecnológico utilizado foram fortemente frustradas. Mas na ausência de outras opções imediatas, as companhias foram forçadas a continuar instalando plataformas rígidas para viabilizar o crescimento da produção. No começo de 1965 o número de plataformas ultrapassou o marco das 1000 unidades. Além deste marco, a Shell conseguiu dois novos recordes de profundidade próximos dos 300 pés, ainda naquele ano. Entretanto, poucos meses depois da conquista, essas e outras plataformas foram destruídas por outro grande furacão, o Betsy.

Em decorrência do novo desastre, as expectativas dos investidores não se realizaram, mas diferente do caso anterior as companhias se reuniram para buscar soluções e criaram com recursos próprios a API's Offshore Committee³³ (AOC), reforçando a possível constituição de um SSI no segmento. Este novo braço institucional do API passou a convocar *experts* de várias áreas da indústria para compartilhar as informações a respeito das melhores práticas de exploração, ancoragem, perfuração e estudos tangentes ao melhor detalhamento das condições do solo marítimo. Demonstrando o caráter do API como um *canal de informação* do segmento *offshore*, por contribuir com a geração e principalmente com a difusão do conhecimento às companhias com atuação no segmento *offshore*.

Em relação ao tema de pesquisa sobre as condições do solo marítimo, uma das ações da AOC foi investir nas pesquisas da *Geophysical Services Inc.* realizadas desde 1962, no intuito de desenvolver um programa de computador substituto da interpretação humana na decodificação dos sinais emitidos pelas sísmicas. O primeiro resultado das pesquisas foi ampliar a compreensão do fenômeno de deslizamento do leito marinho frente às forças das correntes marítimas em momentos de tempestade forte. Com o maior domínio do conhecimento do tipo *know why*, o processo de instalação das plataformas sofreu algumas alterações, inclusive com a injeção de argila em alguns locais para permitir uma melhor

³² *Offshore*. "Betsy's Damage Will Surpass Hilda's", October 1965.

³³ Este Comitê se transformou no Offshore Technology Conference (OTC) em 1969. Um encontro anual dos especialistas e produtores offshore de todo o mundo, onde grande parte da pesquisa offshore é publicada e, também, onde são distribuídos prêmios anuais para as principais inovações do segmento.

sustentação das plataformas.

Além desse resultado aplicado, a AOC investiu na iniciativa da *Geophysical Services Inc.* e privilegiou, portanto, o uso de simulação computacional, influenciando positivamente na maior intensidade do uso de computadores nas atividades do segmento. Conforme relatou o engenheiro da Shell, Peter Marshall, em meados da década de 60, “*Intuitive design and an entrepreneurial spirit gave way to computers and an era of no surprises.*” O avanço cibernético contribuiu fortemente para a criação das sísmicas em 3 dimensões em 1973³⁴ (Austin *et al.*, 2004, p.24).

De qualquer forma as atividades *offshore* continuaram a expandir, ao ponto da produção alcançar 350 milhões de barris em 1965, responsável por 9% da produção de petróleo americana. Além disso, o ano de 1965 apresentou um novo marco no segmento, a instalação de uma plataforma pela Shell em um poço a mais de 300 pés (100 metros) de profundidade, no “South Block 70”, em New Orleans (Austin *et al.*, 2004).

A nova super-plataforma, como ficou conhecida, foi destruída poucos meses depois por outro furacão que devastou toda a região sul de New Orleans. O novo desastre e a marca dos 300 pés geraram uma frustração e uma preocupação ainda maior no setor, pois mesmo com o avanço do conhecimento, o SRP continuava a ser pouco seguro para a exploração em águas mais profundas (além dos 200 pés) e com o agravante da exploração *offshore* estar se aproximando do limite da área de águas rasas do Golfo (*Offshore 1969*³⁵, citado por Austin *et al.*, 2004). Revelou-se, portanto, a necessidade de um novo sistema tecnológico, a fim de permitir o avanço seguro da produção *offshore* para profundidades maiores. Entretanto, como ainda existiam campos de águas rasas a serem explorados, a pesquisa no final da década de 60 continuou no sentido de ampliar a eficiência do SRP e não pela busca de um novo sistema. Avanços significativos aconteceram com a descoberta de campos de petróleo submarinos no Mar do Norte (Europa), pois devido à geologia não linear da Bacia européia e a conseqüente presença de campos em águas mais profundas próximos da costa, a exploração tornou-se dependente de um novo sistema de produção.

³⁴ Embora a primeira análise sísmica em 3D tenha acontecido em 1973, o alto custo atrasou a difusão desta tecnologia até meados de 1980, quando avanços em modelagem computacional reduziram o tempo dos cálculos, de meses de interpretação para semanas e conseqüentemente o custo desta atividade.

³⁵ Offshore. “Camille Knocks Out 300,000 b/d and Costs Industry \$100 Million”, set. 1969.

2.2 A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR DO NORTE E O DESENVOLVIMENTO DE NOVAS TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS.

Até o final da década de 50, poucos acreditavam na existência de petróleo no Mar do Norte, mas em 1959 um grupo de geólogos descobriu petróleo em Groningen, na costa marítima da Noruega, alterando tal concepção. Em 1962, a Phillips Petroleum que já explorava petróleo *onshore* na Holanda, conseguiu uma permissão para realizar novas buscas geológicas e confirmou em 1963 as estimativas dos geólogos. Após a confirmação, outros pesquisadores encontraram semelhanças físicas na costa leste do Reino Unido, onde mais tarde também seria comprovada a presença de outra bacia sedimentar. Como os campos descobertos estavam todos entre o Reino Unido e a Noruega, estes governos realizaram um acordo em 1965, permitindo a abertura de licitação destes campos. O acordo dividiu o Mar do Norte em 37 quadrantes, cada um de 15 minutos de latitude e 20 minutos de longitude, tendo uma linha imaginária traçada no meio destes quadrantes e dividindo os campos para os respectivos países. Assim começaram as licitações e a produção dos campos em ambos os países (Fields, 2006).

O Reino Unido possui uma quantidade maior de campos do que a Noruega, cerca de três vezes mais, mas com um tamanho médio inferior aos encontrados na Noruega. Além dessa diferença, os campos gigantes da Noruega formam uma reserva maior de petróleo; já no Reino Unido há uma maior disponibilidade de gás natural, devido a diferente constituição geológica dos campos. Em barris equivalentes de petróleo a reserva norueguesa é um pouco superior à britânica, mas de qualquer maneira ambos os países, devido à produção *offshore*, tornaram-se auto-suficientes em petróleo. E por intermédio de um dos maiores investimentos realizados pelo setor industrial europeu, o Mar do Norte se transformou em uma das maiores províncias de petróleo do planeta (Beynon, 2005). Paralelo a isso, as companhias de petróleo e outras empresas de cada um destes países tornaram-se importantes *players* na exploração de petróleo *offshore* em todo o mundo.

2.2.1 O avanço nos sistemas *subsea*, sísmicas e tecnologia de perfuração: o crescimento da “grande árvore” na Noruega.

Em abril de 1965, o governo norueguês fez a primeira rodada de licenças de exploração de campos *offshore* e foram realizadas 28 aquisições. O primeiro poço foi

perfurado em 1966 a 40 metros (135 pés) pela Phillips Petroleum³⁶, utilizando-se uma embarcação de perfuração submersível triangular adquirida da Kerr-McGee, porém estava seco. A produção teve início apenas em 1969, com a descoberta do campo gigante (2,5 bilhões de barris) de Ekofisk, localizado em lâmina d'água de 70 metros. Mas a atividade em escala comercial apenas teve início em 1971 por intermédio de uma plataforma fixa auto-elevatória, operada pela Phillips Petroleum.

Como não existia produção de petróleo na Noruega até então, apenas em 1971 foi criado um órgão para administrar as operações de petróleo no país, a *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD). O órgão passou a ser responsável por novos leilões e pela regulamentação do setor, que nos primeiros anos foi dominado totalmente por companhias internacionais. Em paralelo a esta inserção de multinacionais do petróleo, foi criada a companhia estatal norueguesa de petróleo e gás natural - Statoil³⁷ - a qual passou a ter 50% ou mais dos direitos de explorar todos os novos campos descobertos na região da Noruega (Norwegian, 2005).

A NPD, com base no processo de *leasing* dos campos de petróleo do Golfo do México, iniciou os leilões pelos poços localizados em águas rasas aumentando a profundidade média em cada nova rodada. Um dos motivos deste gradualismo era a estratégia de oferecer um maior tempo de capacitação para a Statoil, permitindo que ela pudesse competir com as multinacionais, como Shell, Phillips Petroleum, Halliburton, etc. As áreas de águas profundas foram colocadas em leilão pela primeira vez apenas na 15ª rodada de *leasings* em 1995.

A Statoil, aparentemente, sofreu um rápido e intenso processo de capacitação em tecnologias *offshore*, pois já em 1976 a companhia, com a colaboração de fornecedoras, conseguiu desenvolver e instalar no Campo de Tommeliten o primeiro sistema *subsea* na costa norueguesa. Uma iniciativa de destaque, pois nem mesmo algumas companhias

³⁶ A mesma empresa que instalou com a Ker-McGee, a primeira plataforma *out of sight* da história, no Golfo em 1947. Com o aumento de suas atividades, chegou aos anos 50 a ficar entre as cinco maiores companhias americanas de petróleo, criando condições de explorar petróleo em outros países, tendo nos dias atuais subsidiárias em todas as demais províncias produtoras de petróleo *on* e *offshore* do mundo.

³⁷ A Statoil foi privatizada no início de 2001.

tradicionais do Golfo do México dominavam e operavam tais tecnologias nos EUA³⁸ (Bjørn Vidar Lerøen *in* Keilen, 2005).

Além desta precoce capacitação, a Statoil também difundiu o uso de plataformas fixas, do tipo *jack up* (auto-elevatória) com uma base de concreto (caixão pneumático), semelhante à desenvolvida na Venezuela nos anos 30/40. Esta base de concreto, chegando à altura de 50 metros, era projetada para ficar cheia de água de lastro (mais leve) ou ar, facilitando o transporte da plataforma por embarcações (Lappegaard *et al.*, 1991). Além da facilidade de locomoção, outro motivo da escolha desta plataforma deriva da formação comum dos campos noruegueses, grandes horizontalmente, mas relativamente pouco espessos. Assim, a nova estrutura impedia o “aprofundamento” da plataforma, como aconteceu com as plataformas da Shell em 1969. A mais profunda destas plataformas foi instalada no poço de Gulfaks C a 220 metros (Norwegian, 2006).

As empresas holandesas contribuíram fortemente com a Statoil nesta fase inicial, as quais passaram a exercer um importante papel no desenvolvimento tecnológico *offshore* local e mundial ao longo do tempo. Uma destas empresas foi a Aker Kværner, que se especializou na produção da plataforma com caixão pneumático³⁹.

Em 1986, no intuito de avançar a capacitação setorial *offshore* norueguesa e diminuir o uso de tecnologia externa, o governo federal norueguês criou um fundo setorial com base nos *royalties* gerados na exploração de petróleo para apoiar a pesquisa e na criação de novas empresas e organizações não-empresariais orientadas a satisfazerem as necessidades do segmento. Entre as firmas e organizações que passaram a receber apoio financeiro do fundo foram: a *Norwegian Academy of Technological Sciences*, uma Universidade que desenvolveu cursos sobre tecnologias e engenharias *Offshore*; Institutos de Pesquisa como *Petroleum Research* e *Offshore Media Group* (OMG); as empresas locais de engenharia como Vetco, FMC Technologies e a holandesa Aker Kværner; além da estatal Statoil, que absorveu quase 1/4 dos recursos (Gulbrand Wangen *in* Keilen, 2005).

Uma parte destes recursos destinados à Statoil foi utilizada para desenvolver uma importante inovação para toda a indústria *offshore*, a tecnologia de perfuração horizontal.

³⁸ A partir desse empreendimento inicial, a Statoil se tornou a segunda maior operadora de equipamentos *subseas* do planeta, atrás apenas da Petrobrás (Bjørn Vidar Lerøen *in* Keilen, 2005).

³⁹ A Kværner tem-se mostrado uma das principais empresas fornecedoras de equipamentos *subsea* da Petrobrás. Além de fornecedora da Petrobrás, a Aker Kværner é uma das parceiras da companhia brasileira no projeto do PROCAP 3000 de criação de uma plataforma brasileira, A MONO BR.

Essa tecnologia foi desenvolvida para viabilizar a exploração de alguns campos da área de Ekofisk⁴⁰, inviabilizado até então, devido a sua grande amplitude horizontal⁴¹. A tecnologia foi finalizada em 1991 e rapidamente introduzida em toda indústria, como no Campo de Roncador em 1996 (Keilen, 2005).

Outra importante inovação proporcionada por empresas norueguesas, embora ainda em desenvolvimento, foi a tecnologia sísmica em 4D, a qual permite, por exemplo, a visualização do fluxo subterrâneo do petróleo, ampliando assim a otimização dos locais de perfuração nos campos gigantes, como o Campo de Troll de 450 quilômetros quadrados. Este empreendimento começou a ser desenvolvido no final dos anos 90 pela empresa WesternGeco, especializada em tecnologia sísmica *offshore*, desde quando foi criada em 1972 com auxílio financeiro do NPD e pela empresa comercial Schlumberger que possui os direitos de comercializar a nova sísmica. A sísmica 4D, já disponível no mercado, ainda está em processo de maturação devido a sua complexidade, principalmente em relação à modelagem de interpretação dos dados sísmicos. Uma importante cliente, transformada em parceira de pesquisa, foi a Petrobrás, a qual vem apresentando importantes avanços nesta e em outras tecnologias de simulação, principalmente a partir do início deste século (Bjørn Vidar Lerøen *in* Keilen, 2005).

A experiência norueguesa no que tange à evolução tecnológica foi principalmente em relação às tecnologias sísmicas e de perfuração, pois a plataforma com base de concreto flutuante, derivada da trajetória de SRP, não consistiu num modelo amplamente difundido no segmento *offshore*. Entretanto, muitas das empresas criadas para apoiar as atividades de pesquisa na região, tiveram nevrálgica relevância para a evolução dos novos tipos de plataformas (novas trajetórias) desenvolvidas na parte sul do Mar do Norte, mais especificamente no Reino Unido.

2.2.2 A produção no Reino Unido e as novas trajetórias tecnológicas.

Em 1969, foi descoberto o primeiro campo de petróleo *offshore* no Reino Unido, o campo de Arboath. Em 1971, outros três campos foram descobertos, os de Argyll, Auk e Brent (Keilen, 2005). Para fortalecer a atividade *offshore*, o governo britânico, como fez o

⁴⁰ Campos de Cod, Central Ekofisk, West Ekofisk, Albuskjell, Eldfisk, Edda, Embla e Tor. (Field, 2006)

⁴¹ Além da amplitude horizontal, a perfuração horizontal ampliou a viabilidade econômica da exploração de campos constituídos por diferentes rochas, onde algumas destas, por serem mais sólidas do que outras serão mais facilmente perfuradas diante da alteração do sentido da perfuração, até a posição horizontal.

norueguês, criou um fundo de estímulo à pesquisa, onde instituições como o *Institute of Geological Sciences*, *Institute of Oceanographic Sciences*, entre diversos outros laboratórios, como o *National Engineering Science* e *Engineering Research Council* foram beneficiadas (Freitas, 1993). Essas instituições mostraram grande importância para o avanço da viabilidade tecnológica e econômica da exploração de petróleo em águas no Mar do Norte e, conseqüentemente, nas demais províncias *offshore* existentes no planeta.

Em relação ao campo de Argyll, esse serviu como o marco inicial do sistema de produção flutuante (SPF), pois a operadora do campo, Hamilton Brothers Oil & Gás, instalou a primeira plataforma semi-submersível de produção (SS-FPU) em 1975 com um sistema de produção antecipado⁴². Essa plataforma na realidade era uma embarcação de perfuração adaptada para servir também como unidade de produção. Mas diante do *design* triangular e da função única de produção e não transporte (*offshoring*), a embarcação foi considerada uma plataforma e não um barco.

Para empregar o novo conceito da plataforma, a operadora do campo contou com o apoio da Kerr-McGee, pelo fato dessa possuir o conceito da embarcação de perfuração, a Sedco 135. Este campo, após produzir cerca de 100 milhões de barris de petróleo cessou a atividade em 1992, por perder sua viabilidade econômica. Mas voltou a funcionar novamente em 2003, através da iniciativa de três empresas: Aberdeen-based oil company, Tuscan Energy e Acorn.

Entretanto, esta plataforma mesmo tendo sido a primeira instalada, foi o principal êxito da Hamilton Brothers, pois diante do elevado custo e de graves acidentes em outras tentativas, nenhuma outra plataforma flutuante foi instalada e mantida no Mar do Norte até meados da década de 80⁴³.

Mas as empresas localizadas na região britânica continuaram a busca por um novo modelo tecnológico mais eficiente do que as plataformas fixas, diante do interesse de ampliar a profundidade da exploração. Assim, em 1984, a indústria *offshore* conheceu um

⁴² Esse sistema será analisado no capítulo 3.

⁴³ Mas mesmo assim, a instalação e os demais experimentos em torno deste novo conceito de plataforma foram suficientes para chamar a atenção dos técnicos da Petrobrás, que também adaptaram uma plataforma de perfuração semi-submersível Sedco 135 no campo de Enchova (ES) em 1977. A diferença da empresa brasileira foi sua persistência no uso da plataforma e seus equipamentos, de tal modo a desenvolver uma trajetória marcada pelo sucesso de vários recordes de profundidade.

novo tipo de plataforma difundida em todo mundo, permitindo o avanço da produção para águas mais profundas.

2.2.2.1 A nova plataforma de exploração de petróleo em águas: o modelo flexível de produção.

A busca por uma nova modalidade de plataforma condizente com a exploração *offshore* em níveis mais profundos encontrou uma grande opção em 1984, quando a companhia de petróleo inglesa Conoco instalou um modelo de plataforma que se tornaria uma das mais difundidas em todo o mundo, a *Tension Leg Platform* (TLP), no campo de Hutton, a 148 metros. Esse foi o marco inicial do sistema flexível de produção (SFP).

A plataforma TLP é caracterizada por um sistema de flutuadores (*buoyants*), semelhante ao da plataforma flutuante, e por uma estrutura de sustentação flexível, não rígida como nas plataformas fixas, mas também não permitindo um posicionamento tão dinâmico quanto ao das plataformas flutuantes. Este é, portanto, um modelo híbrido de plataforma.

A estrutura de sustentação é a característica mais marcante e complexa desse novo modelo. A plataforma TLP geralmente possui 4 grandes colunas, onde estão instalados os flutuadores, e cada uma destas colunas possui conjuntos de cabos entrelaçados (tendões ou pernas tensionadas) e amarrados⁴⁴ nos *templates*⁴⁵ localizados no fundo do mar.

O desenvolvimento de um sistema de ancoragem inédito foi a principal dificuldade da Conoco na construção da nova plataforma, pois o conhecimento científico em flutuadores estava parcialmente difundido, desde 1975, através da criação da plataforma submersível de Argyl. A Conoco contou com o apoio de um conjunto de pesquisadores de várias instituições para superar o entrave da ancoragem. Dentre os colaboradores mais marcantes estão alguns pesquisadores do *Imperial College*, como Riaden & Semnle⁴⁶ que publicaram um artigo em 1983 sobre o comportamento da tensão de equipamentos axiais, e a *Bell*

⁴⁴ Na indústria marítima o termo amarração é utilizado para designar todo procedimento de conexão, de solda e outras situações de interligação de equipamentos e peças.

⁴⁵ O *template* é uma base de metal instalada no leito marinho, onde são instalados ou fixados equipamentos, peças e cabos utilizados nas operações de exploração e produção. No caso das TLPs, os *templates* além de servirem como a base dos equipamentos, também servem de apoio para a ancoragem.

⁴⁶ Riaden. W. J. & Semnle. R. M., "Design and installation of the Magnus foundations: prediction of pile behaviour", *Design in offshore structures*. p. 37-52, 1983.

Electronics por sua colaboração no desenvolvimento dos sensores de tensão, além de tradicionais empresas de engenharia, como a norueguesa GVA (Jardine *et al.*, 1988).

Como apresentado em Jardine & Potts (1988, p.232), a Conoco dividiu o problema a ser resolvido em seis grupos de pesquisa, conotando o caráter orientado do processo de aprendizado. Estes grupos foram: 1- condições da superfície do solo; 2- a constituição do solo; 3- o processo de instalação do conjunto dos tendões; 4- o equilíbrio após a instalação; 5- a força (resistência) de cada grupo de tendões; 6- o comportamento de todo o sistema. As primeiras duas fases da pesquisa (de estudo do solo) começaram no ano de 1979. Foram detectadas camadas de areia entre a formação rochosa do poço. Com isto, a etapa seguinte foi realizar o “amassamento” do solo. Depois foi o processo de instalação de estacas para fixar os *templates* a uma profundidade de até 58 metros.

Os *templates*, onde os tendões foram amarrados, estavam equipados com medidores de tensão conectados com computadores na plataforma. Além deste medidor, outros 200 sensores foram dispostos nos cabos (tendões), permitindo o computador central na plataforma controlar a tensão de cada cabo. Assim, a estabilidade da plataforma seria assegurada pelo constante tracionamento ou relaxamento dos cabos, dependendo do empuxo hidrostático da água na plataforma, mesmo em situações de fortes tempestades e furacões, viabilizando a plataforma acompanhar, embora num limite restrito, o movimento do mar (Jardine & Potts, 1988).

Os pesquisadores, frente ao item 6, utilizaram múltiplos instrumentos analíticos⁴⁷ para analisar e determinar o comportamento de todo o sistema, como a tensão, quantidade e disposição dos tendões e dos *templates*, etc. Entretanto, para conseguirem analisar o comportamento como um todo era necessário a utilização de cálculos não-lineares tri-dimensionais. Mas como esses ainda não existiam nessa época, foi necessário o uso de complexas aproximações e projeções⁴⁸ matemáticas, exigindo ainda mais da capacidade de codificação do conhecimento dos agentes, no intuito de realizar todos os cálculos. A tarefa parece ter sido realizada a contento, uma vez que a TLP de Hutton, além de nunca ter desabado, serviu de base do conhecimento para as demais companhias desenvolverem suas

⁴⁷ Como Lagrange, simulação Monte Carlo, matrizes jacobianas e teoremas matemáticos (Jardine & Potts, 1988; Adrezin & Benaroya, 1999)

⁴⁸ Uma importante externalidade decorrente deste avanço no conhecimento matemático, foi a aplicação da mesma metodologia empregada pela Conoco para diagnosticar o motivo dos rápidos momentos de vibração que ocorria nas estruturas das plataformas auto-elevatórias, o que acarretou em algumas modificações estruturais.

próprias TLPs, dando início à trajetória em Sistema Flexível de Produção (SFP) (Adrezin & Benaroya, 1999).

A instalação da TLP de Hullton serviu como base de experiências e averiguações para a Conoco. Após três anos de testes e estudos a Conoco instalou sua primeira TLP no Golfo do México, no campo de Juliet, a uma profundidade de 536 metros, tornando-se a líder isolada em profundidade em todo o mundo. Diante do êxito, o modelo apresentado na OTC de 1988 passou a ser difundido na indústria *offshore*. E em 1994, a Shell instalou a segunda TLP do Golfo, no campo de Auger. No Golfo, a trajetória do sistema flexível de produção alcançou seus maiores níveis de profundidade. Inclusive, a Shell foi a companhia com o maior número de recordes no avanço da profundidade de prospecção (Albaugh & Nutter, 2005).

2.3 A EVOLUÇÃO DA TRAJETÓRIA TLP NO GOLFO DO MÉXICO: *BACK TO THE ROOTS*.

A Shell que até o início da década de 90 instalou apenas plataformas rígidas, conseguiu em 1991 realizar uma grande proeza de engenharia ao instalar no campo de Bullwinkle (Golfo) a plataforma rígida mais profunda de todos os tempos. Com um comprimento de 412 metros, a plataforma teve um custo superior a US\$ 1 bilhão. Esta plataforma provavelmente será o ponto mais distante da trajetória iniciada em 1947, com a plataforma de Kermac-16 (custo de US\$ 230 mil – 6 metros de profundidade), pois plataformas fixas possuem uma escala de custos exponencialmente crescentes em relação à profundidade instalada, num grau bastante superior em relação às plataformas flutuantes e flexíveis. Tanto que a utilização da plataforma de Bullwinkle, quase anti-econômica devido à grande profundidade do campo, derivou unicamente do fato da Shell ainda estar presa ao modelo rígido e também para permitir um rápido início à exploração do campo leiloadado em 1991 (Furtado, 1996; Albaugh & Nutter, 2005; Miles, 2005).

A Shell instalou sua primeira TLP no campo de Auger (Golfo) a 812 metros. E para resolver sua falta de capacitação nesta plataforma, ela criou no início de 1990 um grupo de pesquisa formado por um conjunto de pesquisadores da companhia. Esse grupo geral foi organizado de maneira a permitir a formação de diversos sub-grupos de acordo com as disciplinas de interesse comum dos pesquisadores, como geologia, engenheiras de reservatório, petro-física, etc., Essa rede de pesquisadores internos responsáveis pela

geração, adaptação e difusão do conhecimento em torno de alguns tópicos técnicos, ficou chamada de “*Tubodudes*”. Além deste processo de pesquisa interdisciplinar, a Shell também contratava especialistas externos para cada grupo, permitindo assim a formação mais consistente do conhecimento (Wenger *et al.*, 2001).

A partir deste grupo de estudos e do conseqüente processo de aprendizado, a Shell conseguiu em quatro anos dominar suficientemente o conhecimento necessário para superar os desafios e, conseqüentemente, instalar sua primeira TLP a um custo aproximado de US\$ 1,2 bilhões. O êxito do grupo não foi apenas adaptar o conhecimento, mas também gerar novos conhecimentos, pois a TLP de Auger foi um recorde mundial de profundidade. Um exemplo disto é que diferente da plataforma de Hulliton (*Conoco Company*), além das bóias em cada coluna, foi desenvolvida outra bóia (*pontoons*) interligada às quatro colunas⁴⁹ (Andrezini & Benaroya, 1999).

O conhecimento em TLP dominado pela Shell, tornou-a a companhia com o maior número de TLPs no Golfo. Ademais, a empresa conquistou em média entre 1994-1999 um novo recorde de profundidade a cada dois anos. E esses recordes fortalecem o caráter do avanço do conhecimento da empresa, pois entre a primeira (Auger – 1994 – 872m) e a segunda plataforma (Mars – 1996 – 896m), com design e equipamentos bastante semelhantes, a empresa conseguiu reduzir o tempo de construção da plataforma, permitindo uma redução de custos de aproximadamente US\$ 120 milhões para a empresa. Além disto, entre a criação da terceira (Ram-Powell – 1997 – 980m) e a quarta (Ursa – 1999 – 1225m) o tempo foi praticamente o mesmo, porém, a Ursa com uma profundidade e volume de produção maior, teve praticamente o dobro do tamanho. Essa constante expansão na rapidez de criação das plataformas, implicando redução de custos, reflete o aprendizado do tipo *learning by doing*, uma vez que a empresa estava fazendo praticamente a mesma coisa várias vezes, permitindo o acúmulo de experiência através da repetição, o suficiente para reduzir consecutivamente o tempo e o custo de produção.

Em relação à produção *offshore* do Golfo, não foram utilizadas apenas TLPs, mas também plataformas flutuantes, inclusive com recordes de profundidade superiores à TLP. Além das TLPs e das plataformas rígidas são utilizadas no Golfo as plataformas flutuantes do tipo Spars e FPSOs (Albaugh & Nutter, 2005). Com isso, a evolução dessas estruturas levou a produção *offshore* em águas profundas, pela primeira vez, a superar a centenária

⁴⁹ Cada coluna destas possui 3 conjuntos de tendões, cada qual com 12 cabos de aço de 66 centímetros de diâmetro cada.

exploração em águas rasas no ano de 1999 (NOIA, 2005). Atualmente, a produção offshore americana, bastante concentrada no Golfo, contribui com 27% da produção total de petróleo do país, por onde são gastos anualmente em exploração e produção aproximadamente US\$ 27 bilhões. Esses valores tornaram o programa *offshore* americano a maior ação não financeira do mundo (*Minerals Management Service* 2003, citado por Austin *et al.*, 2004; Marshall, 2005).

2.4 OS DEMAIS MODELOS DENTRO DA TRAJETÓRIA DAS PLATAFORMAS FLUTUANTES.

Foram desenvolvidos outros dois modelos de plataformas flutuantes no Mar do Norte: a plataforma em forma de navio, ou FPSO (*Floating Production Storage and Offshoring*) e a plataforma semi-submersível de produção, chamada de Spar. Ambos os modelos tiveram a participação da Kerr-McGee, tornando-se a principal criadora de tipos de plataformas *offshore* do mundo, pois exceto a TLP, teve participação direta na constituição da estrutura dos demais modelos. O FPSO como caso da SS-FPU instalada em Argyl, teve início no Mar do Norte, mas se difundiu no Brasil como será apresentado no capítulo 3. A Spar também é uma plataforma semi-submersível, mas diferente das operadas no Brasil, essa possui uma estrutura tubular e não quadrangular.

Para o desenvolvimento do FPSO, a Kerr-McGee contou com o auxílio da empresa holandesa IHC-Caland e empresas britânicas do setor *offshore*. O primeiro FPSO foi criado em 1993 para explorar petróleo na bacia britânica, no campo de Gryphon. Neste barco são instalados os mesmos equipamentos das plataformas semi-submersíveis de produção. O diferencial do FPSO é que além de possuir uma grande capacidade de estocagem, tem a vantagem de navegar grandes distâncias. Entretanto, diante de seu design, não é comumente utilizado em mares mais suscetíveis a tormentas, como no Golfo do México⁵⁰ (Houson, 2001; Simmons, 2001, Petrobrás, 2005 a).

A plataforma SPAR, ao contrário do FPSO, foi projetada para servir em mares turbulentos, como no Golfo, devido a sua estrutura circular e tubular. A Ker-McGee, calcada em toda sua experiência de *design* de plataformas e com o auxílio da empresa finlandesa

⁵⁰ A Petrobrás é a empresa com o maior número de FPSOs, tendo inclusive o recorde de profundidade no campo de Roncador, com o navio *Seillean*, ao extrair petróleo a 1.820 metros. Atualmente, o *Seillean* está produzindo petróleo em outro poço, a 1.350 metros, pois foi substituído pela plataforma semi-submersível P-52 (Houson, 2001; Simmons, 2001, Petrobrás, 2005 a).

CSO Aker Rauma, construiu a primeira Spar em Mäntyluoto, na Finlândia, em 1994. Essa Spar foi instalada em 1996 no campo de Neptune (Golfo), explorando um poço a 538 metros (1930 pés). As demais Spars foram todas construídas na Finlândia e transportadas até o destino final: Golfo; Malásia e Oeste Africano, entre outras províncias⁵¹. Além da Ker-McGee outras companhias criam ou utilizam esta plataforma, como a British Petroleum, ChevronTexaco e ExxonMobil. A plataforma está em sua 3ª geração⁵² (cada vez o tubo cilíndrico é menor) e com o recorde de profundidade de 1.710 metros, alcançado em 2004 no Golfo do México (Bauman, 2001).

Em meio a tantas inovações, muitas delas criadas para serem utilizadas em outras províncias, a exploração no Mar do Norte vem produzindo desde o início do século XXI aproximadamente 2 milhões de barris equivalente de petróleo (bep) por dia, acumulando mais de 28 bilhões de bep desde a década de 1960. Esta atividade gera apenas para o Reino Unido uma receita anual média de £ 5 bilhões (Dingwall, 2003).

2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS.

Este capítulo apresentou como se deu a evolução das alternativas tecnológicas para a exploração de petróleo em águas. Desta forma, as companhias de petróleo para superar os limites de profundidade e das demais adversidades da exploração *offshore* desenvolveram três trajetórias tecnológicas.

Inicialmente, a atividade *offshore* foi marcada pela ausência da prática científica. Para explorar os campos de águas ultra-rasas no início do século XX, além do emprego ostensivo de equipamentos *onshore* em detrimento do uso de equipamentos específicos, a atividade *offshore* mostrou-se fortemente rudimentar e não científica. Entretanto este cenário alterou-se consideravelmente, inclusive a partir de tecnologias cada vez mais avançadas e diversas permitiu o Reino Unido e a Noruega a alcançarem a condição de auto-suficiência em petróleo (Dingwall, 2003).

Frente à inexistência de estudos e de uma estrutura tecnológica aplicada à exploração *offshore* e da posterior alteração deste quadro através do desenvolvimento de diferentes procedimentos tecnológicos para a prospecção em águas profundas, supõe-se a criação de um paradigma e de trajetórias tecnológicas neste segmento. Entretanto, não é possível

⁵¹ Não existe nenhuma Spar no Brasil.

⁵² Ver o formato e as diferentes gerações no Anexo II – Figura 1.

afirmar que o processo de exploração de petróleo em águas pode realmente significar um paradigma tecnológico, pois seria necessário um estudo pontual a este respeito. Apenas é possível indicar o surgimento de um paradigma, através da comparação do exposto neste capítulo com a compreensão de Dosi (1982) de que *um paradigma é o padrão de soluções* – conforme as soluções eram alcançadas, estas se tornavam padrões, como a estrutura da plataforma rígida de Kernac ou das jaquetas (*jack ups*) responsáveis pela auto-elevação da plataforma, etc - *de problemas tecnológicos selecionados* – como explorar petróleo em águas sob a intempéries ambientais - *baseados em princípios selecionados que derivam da ciência natural por meio do emprego de tecnologias materiais selecionadas* – as tecnologias de exploração de petróleo em águas foram desenvolvidas com base em princípios científicos selecionados para a atividade *offshore*.

Já em relação às trajetórias, estas também são observadas pela própria definição de Dosi (1982) sobre o tema, em que trajetória é a atividade do progresso tecnológico, a qual pode ser implementada por diferentes mecanismos. Entretanto, as trajetórias no segmento *offshore* não simbolizam necessariamente a superação de uma frente à outra, pois as três opções continuam em atividade. Isto porque, a trajetória do Sistema Rígido de Produção continua em franca utilização nos campos de águas rasas e os Sistemas Flexível e Flutuante dependem de algumas peculiaridades, como a maior viabilidade das TLP em águas mais agitadas, e, sobretudo, pela escolha das companhias frente às duas opções, pois genericamente, ambas servem para o mesmo fim.

Nos três casos a evolução tecnológica foi influenciada pela participação do governo federal, principalmente no Mar do Norte, com a criação de fundos setoriais de apoio à pesquisa no Reino Unido e na Noruega. Isso influenciou para que o processo de inovação do setor ultrapassasse as atividades isoladas das firmas, através da composição de redes de parcerias em pesquisa. E esta situação de redes de parceria em prol do progresso tecnológico ao se tornar um procedimento padrão nas atividades *offshore*, indicou outra possibilidade, a formação de sistemas setoriais de inovação nas duas províncias analisadas. Entretanto, como no caso do paradigma tecnológico, é possível apenas indicar e não afirmar a formação de um SSI em torno das atividades *offshore* nas principais províncias, pois isto dependeria de um estudo específico.

Por fim, dentre as três trajetórias desenvolvidas, foi descrito grande parte das particularidades relativas ao Sistema Rígido e Flexível de Produção. Em relação às

características do Sistema de Produção Flutuante, estas foram parcialmente omitidas pelo fato deste ter sido o Sistema adotado pela Petrobrás. Por isso as peculiaridades deste sistema, bem como de outros fatores que influenciaram na constituição do segmento *offshore* no Brasil, serão descritos no próximo capítulo.

3. O SEGMENTO *OFFSHORE* NO BRASIL ANTES DO PROCAP.

Introdução

O objetivo geral da dissertação é analisar o processo de aprendizado da Petrobrás/Cenpes em torno da Trajetória SPF, após a criação do PROCAP em 1986. O capítulo contextualiza esse empreendimento e analisa os fatores que de alguma maneira influenciaram o desenvolvimento das atividades de exploração em águas no Brasil antes da Petrobrás dar início ao PROCAP, como: as características e o volume das reservas *offshore* no Brasil, a relevância da indústria do petróleo e da Petrobrás no Brasil e a evolução das atividades de pesquisas na Petrobrás, entre outros. Assim, o capítulo foi formulado para apresentar o quadro geral da formação do segmento *offshore* no Brasil.

O objetivo deste capítulo é **identificar e discutir** os elementos que influenciaram a Petrobrás a poder e a conseguir explorar petróleo em águas profundas. Com isto, o capítulo será apresentado sob a forma descritiva e não analítica.

3.1 A PRODUÇÃO *OFFSHORE* E A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

A indústria do petróleo é reconhecidamente um dos segmentos mais ricos do setor industrial mundial, ao menos em relação às indústrias exploradoras de recursos naturais. Uma das fontes dessa riqueza é a versatilidade do uso do petróleo. Essa versatilidade pode ser concebida pela grande diversidade de derivados do petróleo com ampla inserção comercial, desenvolvidos pelas refinarias ao longo dos anos. No Brasil as refinarias produzem mais de 80 produtos derivados do petróleo, dos quais os principais podem ser visualizados no quadro a seguir.

QUADRO 1 – Derivados do Petróleo.

Aproveitamento de um barril de petróleo	
Derivados	%
GLP	8,75
Gasolinas (automotivas e aviação)	21,31
Nafta	8,96
Querosenes (iluminação e aviação)	4,36
Óleo diesel	34,83
Óleos combustíveis	16,85
Outros	4,94
Derivados e sua utilização	
Produto	Utilização
GLP	
Gás ácido	Produção de enxofre
Eteno	Petroquímica
Dióxido de carbono	Fluido refrigerante
Propanos especiais	Fluido refrigerante
Propeno	Petroquímica
Butanos especiais	Propelentes
Gás liquefeito de petróleo	Combustível doméstico
GASOLINA	
Gasolinas	Combustível automotivo e de aviação
NAFTA	
Naftas	Solventes
Naftas para petroquímica	Petroquímica
Aguarrás mineral	Solventes
Solventes de borracha	Solventes
Hexano comercial	Petroquímica, extração de óleos
Solventes diversos	Solventes
Benzeno	Petroquímica
Tolueno	Petroquímica, solventes
Xilenos	Petroquímica, solventes
QUEROSENE	
Querosene de iluminação	Iluminação e combustível doméstico
Querosene de aviação	Combustível para aviões
ÓLEO DIESEL	
Óleo diesel	Combustível para ônibus, caminhões, etc.
ÓLEO COMBUSTÍVEL	
Óleos combustíveis	Combustíveis industriais
OUTROS	
Lubrificantes básicos	Lubrificantes de máquinas e motores em geral
Parafinas	Fabricação de velas, indústria de alimentos
Resíduo aromático	Produção de negro de fumo
Extrato aromático	Óleo extensor de borracha e plastificante
Óleos especiais	Usos variados
Asfaltos	Pavimentação
Coque	Indústria de produção de alumínio
Enxofre	Produção de ácido sulfúrico
n-Parafinas	Produção de detergentes biodegradáveis

FONTE: Dados elaborados a partir de Petrobrás (2005 a).

Em geral os derivados do petróleo servem como insumo energético ou insumo químico. O volume disponível de tais derivados está em função direta do tamanho da produção e das reservas de hidrocarbonetos do país. E o Brasil apresenta a peculiaridade de ter a maior parte de suas reservas provenientes de bacias sedimentares submarítimas. Essa maioria vem se mostrando cada vez mais ampla desde meados da década de 80, quando a produção *offshore* ultrapassou a produção em terras (Furtado, 1996).

Em 2005 o valor oficial das reservas comprovadas de petróleo no Brasil era de 11,77 bilhões de barris de óleo equivalente (boe⁵³) e cerca de 92% (10,8284 bilhões) dessas reservas estavam sob o mar, com aproximadamente 75% (8,1213 bilhões) em águas profundas (54% - 300 metros até 1500 metros) e ultra-profundas (23% além de 1500 metros)⁵⁴ e 25% em águas rasas (ANP, 2005). Esse nível de reservas é considerado grande, pois se mostra superior ao disponível em alguns países membros da OPEP, como Qatar, Síria, Yemem e Gabão (Petrobrás, 2005 a).

Os valores ganharam maior expressividade ainda a partir de meados de 2005 quando a produção nacional alcançou 1,8 milhões de barris de petróleo por dia (bpd) e tornou o país auto-suficiente em petróleo (Petrobrás, 2005 a; ANP, 2005). Em relação à auto-suficiência, o país produz todo o petróleo bruto consumido dentro do país e por isso é auto-suficiente em óleo bruto e gasolina, mas precisa importar principalmente diesel e nafta. Essa relação de auto-suficiência não descarta a comercialização internacional do insumo bruto e seus derivados. Atualmente o saldo líquido das exportações e importações de petróleo e derivados (sem considerar GLP) é negativo, no valor de 85 mil barris de petróleo equivalente por dia (Petrobrás, 2006; Vidor, 2006).

A auto-sustentabilidade permitiu a redução com gastos em importação, menor vulnerabilidade do país frente à apreciação cambial, redução da fragilidade diante choques exógenos no preço do barril, além da geração de emprego e renda no país. Em relação à formação de renda, segundo a ANP (2003), a participação do setor petróleo no produto interno brasileiro cresceu de 2,7% em meados da década de 90, para 6% nos primeiros anos do século XXI.

⁵³ Boe (Barris de óleo equivalente): é usado para expressar volumes de petróleo e gás natural em barris, através da conversão de 1 m³ de gás ou petróleo em 6,289941 barris de petróleo.

⁵⁴ Estes valores provavelmente serão ainda mais expressivos com a comprovação dos indícios de um grande reservatório de gás natural na recém descoberta Bacia de Santos, com poços em águas profundas e ultra-profundas.

Segundo estimativas de técnicos da área de petróleo, o volume atual de reservas do país garante a auto-suficiência em petróleo até os anos de 2015-2020 (ANP, 2005; Petrobrás, 2005 a). No entanto, para manter a auto-sustentabilidade será necessário a expansão da produção para acompanhar o aumento na demanda. Para isto, a Petrobrás pretende investir até o ano de 2010 aproximadamente US\$ 50 bilhões, dos quais 90% serão destinados para os campos brasileiros. O valor provém do objetivo de alcançar a produção diária de 2,3 milhões de barris em 2010 (Petrobrás, 2005 a).

3.1.1 A representatividade da Bacia de Campos (RJ e ES) na produção *offshore* de petróleo no Brasil.

Para o país obter essa vantagem econômica, social e estratégica referente à auto-sustentabilidade de petróleo, dois fatores foram de fundamental importância. Um deles foi a existência da Bacia de Campos, responsável por mais de 80% (aproximadamente 10,4 bilhões boe) das reservas descobertas no país. O outro fator foi o processo de capacitação da Petrobrás realizado para viabilizar o avanço da atividade *offshore* no Brasil. A capacitação decorreu de investimentos em capital físico e principalmente em capital humano, formado através de um complexo e organizado processo de aprendizado tecnológico, sendo que as principais características serão apresentadas na terceira parte da dissertação.

A Bacia de Campos possui 115 mil Km² e abrange desde a cidade de Vitória (ES) até Cabo Frio (RJ). O primeiro campo descoberto na Bacia foi o Campo de Garoupa em 1974, tendo a produção iniciada em 1977. Atualmente existem 134 unidades de produção de petróleo⁵⁵ operando quase 1000 poços, alguns além de 200 Km da costa. Para escoar esta produção são utilizados, além dos navios, uma complexa rede de dutos com aproximadamente 4.200 Km de extensão (Petrobrás, 2005 a; Logística, 2006).

Para permitir a comunicação entre as plataformas e o continente, bem como o fluxo de informações em tempo real, a companhia optou pelo sistema digital no final da década de 90, substituindo o sistema analógico de comunicação instalado nos anos 70. O novo sistema é constituído por uma rede submarina de fibra óptica e enlace de rádio digital, englobando toda a cadeia de comunicação entre as várias instalações, permitindo através de 474 Km de fibra óptica a transferência de imagens digitalizadas, treinamento remoto, interligação de

⁵⁵ Essas 134 unidades se dividem basicamente em 2 tipos de sistemas de produção, que se subdividem em 4: as plataformas fixas ; as plataformas flutuantes, podendo ser plataformas submersíveis de produção ou de produção e estocagem, e navios FPSO.

redes locais e supervisão remota de plantas industriais. Para manter essa comunidade de plataformas com aproximadamente 40 mil funcionários em funcionamento operacional, são utilizados 640 MW de energia, equivalente ao consumo de uma cidade de 1 milhão de habitantes (Petrobrás, 2005 a; Bacia, 2006 b).

3.2 A FORMAÇÃO DE CONHECIMENTO CIENTÍFICO E TECNOLÓGICO NOS CENTROS DE P&D DA PETROBRÁS ATÉ 1986.

O monopólio da União na exploração e produção de petróleo e gás natural foi exercido pela Petrobrás entre 1953 (em vigor da Lei n.º 2.004/53) até final de 1995, quando foi promulgada a Emenda Constitucional n.º 9, alterando o artigo 177 da Constituição Federal de 1988 e acabando com o monopólio da Petrobrás. Através dessa Emenda, a União manteve o domínio do monopólio, mas quebrou o controle da Petrobrás (Freitas, 2006). A principal consequência desta modificação constitucional foi a sanção da Lei 9.478 (a Lei do Petróleo) em 6 de agosto de 1997, pelo qual o mercado petrolífero nacional foi aberto à iniciativa privada nacional e internacional. Além da flexibilização do monopólio, a Lei do petróleo também foi responsável pela criação da Agência Nacional do Petróleo.

Mesmo após a alteração institucional, a Petrobrás continuou a ser responsável pela maior parte da produção de petróleo em águas (mais de 95% da produção). Assim, com o controle da maior parte do *upstream*⁵⁶ e *midstream*⁵⁷ da indústria do petróleo no Brasil e com participação internacional⁵⁸ em alguns segmentos da indústria, atrelado ao elevado *spread* do setor, a Petrobrás se tornou a maior empresa de capital nacional do setor produtivo brasileiro e uma das maiores companhias de petróleo do mundo. Segundo a publicação *The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies 2003*, utilizando dados de 2001, a Petrobrás está entre as 15 maiores companhias de petróleo do mundo (Petrobrás, 2005 a).

⁵⁶ Condiz com as atividades relativas à exploração de campos de hidrocarbonetos e a consecutiva produção de petróleo ou gás natural. Em suma, o *upstream* se refere às atividades de exploração e produção.

⁵⁷ Condiz com as atividades de comércio internacional – importação e exportação – e de refino de hidrocarbonetos.

⁵⁸ A Petrobrás está presente nas atividades de exploração e produção em Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Nigéria, México, Peru e Trinidad & Tobago, Equador, Peru e na Venezuela. No Uruguai, Paraguai e Chile, a Petrobrás comercializa lubrificantes. Além disso, a companhia vem mantendo negociações com as empresas petrolíferas estatais da China e de Cuba.

As atividades no exterior se completam com os escritórios de negócios em Nova York e em Tóquio, além dos escritórios de comércio exterior em Londres, Buenos Aires, Cingapura e Houston. Por meio dessas representações, a Petrobrás se faz presente no mercado internacional de petróleo e derivados, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias (Petrobrás, 2005 a).

Uma das unidades da Petrobrás que tem exercido papel fundamental para a formação dessa posição de destaque foi o Cenpes - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobrás. Isto porque, a prospecção de petróleo se concentrou nas bacias sedimentares marítimas de águas profundas e ultra-profundas e por isso depende fortemente da atividade de desenvolvimento tecnológico devido à elevada complexidade da atividade. E coube ao Cenpes a função de organizar e orientar tal atividade, no sentido de conduzir e permitir a geração e adaptação de tecnologias e procedimentos operacionais empregados no segmento *offshore*, função essa que foi realçada a partir de 1986 com a criação do PROCAP. A seguir será descrito a evolução da pesquisa científica na Petrobrás.

3.2.1 O início da atividade de P&D dentro da Petrobrás: Cenap.

A formação do capital humano e a atividade de P&D foram fatores importantes dentro do conjunto de diretrizes da empresa desde seu início. A partir de 1955, apenas dois anos após a criação da Petrobrás, foi criada uma unidade específica para organizar e realizar tais incumbências: o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa do Petróleo (Cenap). E foi a partir desta unidade que a Petrobrás começou a normalizar sua política de P&D e a capacitar seus recursos humanos.

Entretanto, como até a década de 70 os preços do barril do petróleo eram baixos se comparados aos preços da gasolina e de outros derivados do mineral, o enfoque das atividades organizadas pela Petrobrás/Cenap esteve voltado para o refino e não para a exploração e produção, como acontece nos dias atuais em função do elevado preço do barril de petróleo (Furtado, 1996). Para ampliar a competência da empresa na área de refino, o Cenap criou no final da década de 50 um programa de especialização com disciplinas de pós-graduação com temas na área de refino. E no intuito de obter uma formação de fronteira foram contratados no exterior professores universitários e técnicos de empresas de bens de capitais. Mas com o passar do tempo e a conseqüente formação dos técnicos da companhia, os próprios técnicos da empresa se tornaram responsáveis em ministrar tais cursos (Oliveira, 1961).

Ainda em relação à formação da “massa crítica” da empresa, a Petrobrás/Cenap criou em 1958 o Boletim Técnico da Petrobrás. O Boletim, em circulação até os dias atuais, foi desenvolvido com a proposta de publicar artigos técnicos de profissionais da empresa e de outras instituições, capazes de explicar as inovações técnicas e tecnológicas implementadas

na indústria do petróleo (Oliveira, 1961). Portanto, o Boletim passou a ser uma estratégia da empresa em criar um importante canal de informação, pois através dele a companhia conseguiu difundir e, conseqüentemente, contribuir na geração de conhecimento. É importante destacar que este foi um canal de expressão interna, pois os boletins com um conteúdo de maior valor estratégico tiveram sua circulação restrita aos funcionários, os quais eram liberados apenas com autorização e justificativa da diretoria.

Em relação às atividades de P&D, estas apresentaram um papel bastante restrito dentro das articulações do Cenap. Segundo Williams (1967), o deficiente quadro de pesquisa esteve vinculado a três fatores básicos: 1) falta de capital humano qualificado em pesquisa: apenas 18 técnicos com nível superior; 2) falta de recursos para a pesquisa: até 1962 o orçamento da Petrobrás para a pesquisa era de 0,055%-0,09% de seu faturamento, enquanto a indústria americana já investia em média, neste período, 1% do faturamento; e 3) Pequena área de infra-estrutura para pesquisa. Desta forma, a função básica do Cenap em relação à formação do conhecimento científico e tecnológico da Petrobrás não foi o de promover uma atividade sistêmica de P&D, mas sim gerar a qualificação dos técnicos da empresa.

Para reverter esse incipiente quadro de pesquisa e de escassez de capital humano qualificado, foi formado com diretores do Cenap e da Petrobrás um grupo de trabalho para apreciar tais questões. E para formar soluções calcadas numa maior experiência em pesquisa, inexistente no Brasil, o grupo solicitou a colaboração do Instituto Francês do Petróleo (IFP), o qual enviou um relatório com sugestões como resposta. O relatório se transformou em um projeto de criação de um Centro de Pesquisa e Desenvolvimento. Após a análise do projeto e envio de alguns diretores para centros de pesquisa de companhias de petróleo em outros países, a Diretoria Executiva da Petrobrás, com algumas alterações na proposta do IFP, deliberou pela criação do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobrás, o Cenpes, em dezembro de 1963 (Williams, 1967).

3.2.2 O avanço nas atividades de pesquisa: Cenpes.

Por se tratar de um centro de pesquisas pioneiro no Brasil, inexistiam parâmetros locais de comparação, fazendo com que o processo de institucionalização do centro fosse bastante incerto, pois como destacou o superintendente do Cenap na época, somente no triênio de 1964-66 foram definidas as atribuições do Centro, como: suas áreas de pesquisa e a subordinação do Centro ao Conselho Diretor da companhia. E somente após 1966 o

Cenpes passou a responder institucionalmente pelos esforços de investigação da Petrobrás, pois foi quando o Cenap foi oficialmente extinto e suas seções de treinamento foram transferidas para o Cenpes (Williams, 1967).

Apenas com a transferência do Centro para as dependências da Universidade Federal do Rio de Janeiro, na Ilha do Fundão, em 1967, o Cenpes passou a desempenhar sua real função no desenvolvimento da capacitação da empresa, por contar com uma infra-estrutura laboratorial condizente com as necessidades da pesquisa. Desta forma, o novo espaço e a diretriz de ampliar o número de pesquisadores permitiram a ampliação substancial do contingente e da qualificação dos pesquisadores do Cenpes. Em meados da década de 70 o centro contava com aproximadamente 150 colaboradores e vinte anos depois o número era de 1359 funcionários, sendo que 764 possuíam nível superior, dos quais 300 eram mestres e 100 doutores (Carvalho *et al*, 2005).

Ademais, a transferência espacial foi uma estratégia da companhia para aproveitar as vantagens proporcionadas pelo estreitamento das relações com a Universidade, como: intercâmbio de informações técnico-científicas; maior facilidade para recrutamento de pessoal com nível superior; acesso à infra-estrutura laboratorial, e outras benesses relativas aos relacionamentos baseados em estruturas formais de interação (Bonaccorsi e Piccaluga, 1994, citado por Cassiolato, 2004). Ademais, a aproximação com a UFRJ facilitou a constituição do *know why* da Petrobrás, pois desde então o processo de geração de informações científicas foi intensificado devido ao apoio da instituição carioca (Fonseca & Leitão, 1988).

Após o 1º choque do petróleo houve uma nova alteração da pesquisa desenvolvida pela Petrobrás, pois esta teve de alterar seu foco do *midstream* (refino) para o *upstream* (exploração & produção) no intuito de ampliar a produção local do mineral e conseqüentemente reduzir a importação do óleo bruto. Devido a isso, o Cenpes atravessou por transformações organizacionais significativas, culminando na criação das Superintendências de Pesquisa Industrial (Supesq), de Engenharia Básica (Supen) e posteriormente de Exploração e Produção (Supep).

Através da criação da Supep em 1975 houve uma progressiva reorientação da Petrobrás para a área de exploração e produção. Além do mais, as atividades da Supesq e da Supep tiveram forte contribuição no desenvolvimento de projetos básicos, bem como no

auxílio do desempacotamento de tecnologias estrangeiras. Um importante exemplo foi a introdução do Sistema de Produção Antecipado e das plataformas flutuantes, descritos posteriormente. Em suma, com a vinculação de diversas linhas de pesquisa subordinadas a diferentes superintendências, houve uma conseqüente ampliação na capacidade do Cenpes em estabelecer e fortalecer o *know how*⁵⁹ da Petrobrás.

Para acelerar o processo de capacitação no *upstream*, o Cenpes promoveu a expansão dos programas de transferência tecnológica, os quais foram realizados na medida em que a empresa conseguia firmar contratos de licenciamento junto às empresas estrangeiras, incluindo treinamento e estágios dos engenheiros da companhia no exterior. Para difundir o conhecimento obtido por aqueles que tiveram acesso aos estágios no exterior, foi institucionalizado o costume de tornar estes “estagiários”, após a conclusão dos estudos, em responsáveis pelo repasse do conhecimento através de cursos internos.

Apesar dos esforços, ainda havia importantes entraves institucionais que impediam o Cenpes de se tornar um real criador de tecnologia do *upstream offshore*. Pois como destacam Oliveira (1984) e Furtado (2003), ainda era incipiente o desenvolvimento tecnológico endógeno no centro de pesquisas da Petrobrás. Isto porque a própria condução das atividades do Cenpes formou rotinas dentro dos departamentos operacionais da empresa, deixou a empresa refém da tradição de ser boa compradora e operadora de tecnologia importada. Desta forma, as atividades rotineiras de desempacotamento foram transpostas sob a forma de “Imperativos Tecnológicos”, os quais deveriam ser seguidos dentro de um “caminho de dependência”, a fim de permitir à Petrobrás dar continuidade à exploração de petróleo em águas. Conseqüentemente, havia o impedimento institucional ao avanço da empresa para um estágio fabril mais avançado, de geração/adaptação de tecnologia e conseqüente redução de custos. Portanto, a competência técnica formada pelo processo de aprendizado em curso não conseguiu ser capaz de criar efeitos de difusão sem que mudanças institucionais ocorressem, o que permitiria alterar o caminho de dependência da rotina de desempacotamento para um processo de endogenização tecnológica.

Tais mudanças apenas ocorreram em 1986, quando o Cenpes criou com recursos próprios um programa de P&D (PROCAP), a fim de capacitar tecnologicamente a Petrobrás na exploração de petróleo em águas profundas e ultra profundas, permitindo a superação da

⁵⁹ Inicialmente o *Know How* da empresa constituiu-se especialmente na habilidade de desempacotar tecnologias importadas.

rotina de desempacotamento. Esta alteração ocorreu em função da descoberta de campos gigantes de petróleo em águas profundas na Bacia de Campos e pelo contra-choque do petróleo, pelos motivos analisados nas seções 3.3.1 e 3.3.2 abaixo.

No bojo dos acontecimentos, a criação do PROCAP foi o marco institucional referente à superação da rotina de desempacotamento tecnológico no Cenpes, o qual criou um novo “caminho de dependência”. A partir de então o centro passou a depender do desenvolvimento sistemático de atividades de P&D em prol da geração e adaptação de tecnologias de exploração e produção de petróleo em campos *offshore*.

O aporte de capital para viabilizar os projetos do PROCAP, como ainda acontece nos dias atuais, depende das decisões estipuladas pela diretoria do Cenpes, a qual está atrelada às diretrizes da diretoria da Petrobrás. Em meio aos diversos programas de pesquisas controlados pelo Cenpes, o aporte de recursos liberados para o PROCAP varia conforme as estratégias da companhia. Essa participação alcançou o valor mais alto durante a segunda fase do PROCAP, quando a maior parte dos projetos executados abordou a formação de tecnologias inéditas. É válido destacar que o montante total de recursos disponíveis para o Cenpes não depende de decisões conjunturais, pois desde a década de 80 o Centro de Pesquisas passou a receber um percentual referente ao faturamento da Petrobrás. Esse percentual cresceu ao longo do tempo. Em 1986 o percentual foi de 0,2%, passou para 0,6% no final da década e chegou em 1% em 1992 (Petrobrás, 2005 b; Werneck, 2006).

E foi com a expansão nos recursos para a pesquisa e a orientação para privilegiar a capacitação na exploração e produção (*upstream*), que o Cenpes, principalmente através do PROCAP, conseguiu tornar a Petrobrás uma das companhias líderes em tecnologia de exploração *offshore* em grandes profundidades. Entretanto, antes do PROCAP a companhia passou por sérias dificuldades tecnológicas para permitir o avanço da exploração do setor, como apresentado na seção a seguir.

3.3 A EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* NO BRASIL ANTES DO PROCAP: 1968-1986.

3.3.1 O início das atividades *offshore* no Brasil: região Nordeste.

A exploração de reservatórios de petróleo situados em áreas *offshore* no Brasil teve início em 1968, na Bacia de Sergipe, Campo de Guaricema, situado em lâmina d'água de aproximadamente 30 metros. Até 1969 foram encontrados os Campos de Caioba, Camorim e Dourado, todos na Bacia de Sergipe, onde foram instaladas plataformas fixas de produção, com quatro pernas e guias para instalação de até 6 poços, ao lado de navios para realizar a estocagem da produção. Até essa época, a aquisição das plataformas e obviamente dos equipamentos utilizados eram praticamente todos via importação, demonstrando o caráter de *know who* antecipando o *know how* da Petrobrás (Sindipetro, 1999; Barbosa, 2004).

A partir destes campos, a Petrobrás deu início ao processo de aprendizado operacional com o propósito de capacitar seus técnicos para a implantação e operação das atividades de exploração e produção em plataformas fixas. Desde o início a Petrobrás realizou a contratação de firmas de engenharia e fornecedores do segmento *offshore*, capazes de implementar programas de transferência tecnológica. Quando isso acontecia através de estágios, os próprios participantes brasileiros, após a realização de estágios, tornavam-se os responsáveis pelo treinamento de equipes em seus respectivos departamentos operacionais, facilitando a difusão dos novos conhecimentos a serem utilizados no desempacotamento das tecnologias importadas.

Mesmo com esta iniciativa de aprendizado e as descobertas de campos além da Bacia de Sergipe, mais especificamente em Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará, a Petrobrás não avançou significativamente na produção. Isto porque a importação do petróleo substituiu a opção da produção *offshore* por apresentar um menor custo, travando assim o crescimento do volume de petróleo produzido nacionalmente. Aparentemente, parte do custo excessivo da produção provinha da falta de inovações tecnológicas, uma vez que grande parte da tecnologia utilizada continuava a ser importada e praticamente sem adaptações.

Diante do baixo preço do barril do petróleo (até 1972) em relação ao elevado preço de seus derivados, a Petrobrás optou pelo investimento no *midstream* da cadeia do petróleo, através do investimento em técnicas de refino e na criação de novas refinarias. Ainda assim a companhia tentou reduzir seus gastos de produção através da abertura do mercado para a inserção de empresas multinacionais atuarem no *upstream* do *offshore* brasileiro por

intermédio de contratos de risco. Entretanto, os objetivos não surtiram os efeitos desejados, logo, a produção *offshore* continuou estagnada até meados da década de 70⁶⁰ (História, 2005).

Foi apenas em 1973, após o primeiro choque de petróleo e o conseqüente aumento no preço do barril importado, que a Petrobrás passou a se dedicar à produção de petróleo nas bacias sedimentares marítimas. A principal ação da Petrobrás/Cenpes foi aprovar o desenvolvimento de projetos próprios de plataformas que atendessem às características dos campos. Para realizar esta incumbência, o Cenpes criou a Superintendência de Engenharia Básica (Supen) e aumentou o montante de verbas para a implantação dos sistemas de produção permanente na Bacia de Campos, ou seja, para a produção de plataformas fixas e a perfuração de novos poços (Furtado, 1996). Os esforços da Supen resultaram em três projetos distintos de plataformas fixas em relação ao tamanho e a quantidade de equipamentos, as quais ficaram conhecidas como plataformas de 1^a, 2^a e 3^a famílias. As plataformas da 3^a família eram as maiores, condizentes com a completação de até 15 poços e de uma quantidade de equipamentos proporcionais a uma plataforma central em um sistema de multi-plataformas⁶¹ (Sindipetro, 1999). Esse foi o primeiro exemplo de constituição endógena do conhecimento tipo *know how*, em exploração de petróleo *offshore* na Petrobrás.

Com o êxito do projeto e o consecutivo domínio do conceito de estruturas de plataformas fixas, os quais foram repassados e executados por estaleiros do nordeste, ampliou-se também o volume de pesquisas exploratórias em busca de novos campos *offshore*. O principal resultado das pesquisas foi a revelação da presença de grandes acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, mas em profundidades e a distâncias da costa superiores às reservas dos campos nordestinos⁶². Tal fato, como aconteceu no Golfo do México, implicou na demanda por um novo método de produção, nesse caso o Sistema Antecipado de Produção (SPA).

⁶⁰ Estes contratos almejavam a redução nos custos da produção interna de petróleo, devido ao *Know How* das companhias. Entretanto, apesar das empresas estrangeiras conseguirem o direito de explorar mais de 80% das bacias sedimentares do país, os contratos não surtiram o efeito desejado, uma vez que a produção *offshore* no Brasil não avançou e nem a transferência do conhecimento foi concretizada. Uma provável justificativa deste acontecimento foi a falta de interesse das multinacionais aproveitarem esta oportunidade, devido ao baixo preço da exploração do petróleo no Oriente Médio e pela própria falta de capacitação para explorar petróleo em águas sob condições geológicas diferentes do Golfo do México e do Mar do Norte (História, 2005).

⁶¹ Estas plataformas possuem uma planta de processo completa (teste, separação, tratamento e transferência de fluidos), sistema de compressão de gás, sistema de recuperação secundária, sistemas de segurança e de acomodação de pessoal.

⁶² Os campos descobertos eram mais profundos do que os campos nordestinos, mas ainda em águas rasas, aproximadamente entre lâmina d'água de 50 a 200 metros.

O SPA deu início à suposta trajetória tecnológica de Sistema de Produção Flutuante, pois dependia de embarcações flutuantes em suas atividades. É válido destacar que nesse momento ainda não havia localmente agentes de inovação competentes tecnologicamente para atuarem como parceiros da Petrobrás em sua tarefa de superar os desafios inerentes à trajetória SPF. Concomitante a isto, é factível supor que o eventual SSI formado em torno da trajetória SPF, ainda não havia se constituído dadas as insuficientes condições locais de inovação, logo, na capacidade de integração com a Petrobrás.

3.3.2 A evolução das atividades *offshore* no Brasil: o Sistema de Produção Antecipado na Bacia de Campos e o início da trajetória SPF.

A exploração na Bacia de Campos começou em 1971, com o poço 1-RJS-1 perfurado por uma plataforma fixa auto-elevatória, a 49 metros de profundidade, mas a produção se mostrou inviável comercialmente dado o pouco volume de vazão do poço. Ainda assim, para ampliar a campanha de perfuração a Petrobrás contratou uma embarcação de perfuração, tendo como principal resultado a descoberta do campo de Garoupa no final de 1974. Mesmo com a expansão das descobertas de novos reservatórios, a produção estava diminuindo devido ao baixo ritmo de instalação de plataformas de produção, em decorrência do elevado custo na produção e pela incapacidade local de explorar campos distantes da costa marítima ou em águas mais profundas (Subsea, 2006).

Uma tentativa de alterar este cenário foi a criação da superintendência de Exploração e Produção (Supep), com a promessa dessa se especializar no monitoramento de novas tecnologias desenvolvidas no exterior e, com auxílio do Cenpes, desenvolver uma eficiente sistemática de importação/desempacotamento de tecnologias quando se mostrassem interessantes para exploração brasileira. A principal ação da Supep, neste intuito, foi identificar o Sistema de Produção Antecipado (SPA), instituído no Mar do Norte em 1975, como uma solução para os elevados custos da produção no Brasil, bem como para viabilizar a exploração de campos distantes e profundos. Para melhor se adaptar e difundir este novo procedimento tecnológico dentro das diversas unidades do Cenpes, a Supep criou o Grupo Especial de Sistema de Produção Antecipada (Gespa), formado por técnicos de vários departamentos, liderado pelo Departamento de Produção (Depro) (Freitas, 1993).

O Sistema de Produção Antecipado (SPA), reconhecido internacionalmente como *Early Production System*, introduzido no campo de Argyll (Mar do Norte) e desenvolvido

no Brasil, consiste na utilização de embarcações ou plataformas flutuantes de perfuração, em caráter temporário, no intuito de conhecer melhor o reservatório e antecipar a receita através da produção com a perfuração e exploração de um poço piloto. A fase antecipada ou piloto permite antecipar a produção (renda) ao mesmo tempo em que são coletados dados relevantes do reservatório em questão. Desta forma, a receita antecipada fomentava parte das atividades, ao passo que a coleta de informação indicava a viabilidade econômica da exploração do campo, reduzindo o risco de explorar um campo sem condições comerciais de prospecção. Assim, pode-se caracterizar o SPA como a antecipação de produção por meio de sistemas pilotos e o desenvolvimento do campo em etapas (Petrobrás, 2005 a).

O SPA por ter sido planejado para reduzir o tempo e o custo inicial da produção, depende da ancoragem de uma embarcação de perfuração, de embarcações de transporte e estoque de petróleo e de equipamentos *subsea*, como uma monobóia⁶³ e uma Árvore de Natal Molhada (Furtado, 1996; Subsea, 2006). E conforme fosse comprovada a viabilidade da produção uma plataforma definitiva seria instalada, dando início à fase de produção permanente.

O SPA foi empregado no Brasil ainda em seu estado embrionário, pois era a segunda vez que estava sendo utilizado na história. Seu uso pioneiro foi em 1977, no Campo de Enchova (Bacia dos Campos-RJ), localizado a 120 metros da lâmina d'água, através de uma plataforma de perfuração adquirida da empresa Kerr-McGee. A produção se deu através do poço piloto 3-EN-1-RJS, com uma vazão de 2,7 mil barris/dia. Num segundo momento, para a fase de produção permanente, foi instalada uma plataforma de perfuração da Kerr-McGee convertida para produção. A priori, a fase permanente do SPA deveria ser operada por uma plataforma fixa, mas neste caso, como o campo localizava-se a mais de 100 Km da costa, dificultando a instalação de uma plataforma fixa, a opção foi pela plataforma flutuante. Esta plataforma de perfuração e produção ficou conhecida como Sedco 135D, por ter sido uma conversão da Sedco 135 da Kerr-McGee (Furtado, 1996; Petrobrás, 2005 a).

O SPA além de permitir a redução nos custos e o aumento no volume da produção de petróleo no Brasil, trouxe outra consequência ainda mais importante para a exploração *offshore* no país, o início do uso do Sistema de Produção Flutuante através das plataformas semi-submersíveis de perfuração convertidas para a produção. E a transformação das plataformas para atuarem como produtoras e não somente como perfuradoras foi realizada

⁶³ Que também serve de estocagem primária de petróleo.

pelo departamento de projetos básicos da Petrobrás com o auxílio da empresa GVA (Gotaverken Arendal), uma das parceiras da Kerr-McGee no Mar do Norte, a qual se tornou uma das maiores do mundo em projetos de plataformas semi-submersíveis. A transformação foi feita nos estaleiros nacionais: Verolme, Ishibrás, e Mauá (Barbosa, 2004; Petrobrás, 2005 a). Esses foram os primeiros agentes locais a contribuírem para a consolidação do regime tecnológico (trajetória) selecionado pela Petrobrás/Cenpes. E por consequência desse pioneirismo, supõe-se que através desses agentes foi dado início ao eventual SSI no segmento *offshore* brasileiro.

Aparentemente, a Petrobrás, auxiliada por seus parceiros, rapidamente adquiriu seu *know how* em SPA e instalação de equipamentos *subsea*, uma vez que em 1979 outro SPA foi empregado na parte leste do Campo de Enchova e finalizado com a instalação de outra plataforma semi-submersível de perfuração e produção. Essa plataforma utilizou uma árvore de natal molhada a 189 metros da lâmina d'água, a mais profunda da época (Petrobrás, 2005 a).

Após o segundo choque do petróleo no final da década de 70, com o consecutivo aumento nos preços do petróleo, a viabilidade na produção *offshore* no Brasil novamente cresceu. Nos primeiros cinco anos da década de 80 a produção em bacias marítimas ultrapassou a produção *onshore*. Em 1985, a produção *offshore* foi de 500 mil bpd, enquanto que a *onshore* foi de 190 mil bpd (Furtado, 1996). Entretanto, o aumento na produção foi viabilizado principalmente pelas consecutivas descobertas em poços de petróleo em águas rasas e próximas da costa fluminense, logo, por plataformas de estrutura fixa (As plataformas, 2005; Petrobrás, 2005 a).

Com o aumento do custo do petróleo importado, outra consequência para o cenário *offshore* foi a manutenção do costume de adquirir conceitos e tecnologias importadas sem significativas adaptações locais, pois a produção era menos custosa do que a importação. Isso reforçou ainda mais o “caminho de dependência” da política de desempacotamento de tecnologia importada que continuava a ser viável pelo fato da exploração ser majoritariamente em águas rasas e, portanto, viabilizada pela tecnologia externa sem adaptações. O *know how* formado em SPF continuava a ser apenas nas técnicas de instalação

de equipamentos *subsea* em profundidades pioneiras, como a Árvore de Natal Molhada (ANM⁶⁴) à 189 metros, no Campo de Enchova, em 1979.

Mas este caminho de dependência se mostrou nitidamente falho a partir de 1984, com a descoberta dos campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Albacora Leste (1986), com mais de 1,5 bilhões de bep e todos formados a mais de 400 metros de profundidade⁶⁵, mostrando-se além da viabilidade técnica das tecnologias existentes no mercado. Isto pôde ser percebido quando a Petrobrás instalou uma ANM a 293 metros, no Campo de Piraúna (RJ), a primeira instalada sem o auxílio de mergulhadores (*Subsea Tree Diverless*). A falta de capacitação da Petrobrás implicou na imperfeita instalação, por isso foi necessária a reinstalação da ANM por mergulhadores, o que estendeu o início da fase de produção. Houve, porém, vazão de petróleo no local alguns meses depois, obrigando o cancelamento da produção por um tempo. A instalação *subsea* do tipo *diverless* seria solucionada apenas no início do PROCAP 1000, com o método Lay-away de conexão, conforme apresentado no capítulo 4 (Toniatti, 2003).

A descoberta dos campos se mostrou um marco dentro da história da Petrobrás, pois indicava pela primeira vez a possibilidade de reduzir consideravelmente a dependência do petróleo importado. Mesmo diante desta importante oportunidade econômica, não foi neste momento que a empresa suplantou sua rotina de desempacotamento de tecnologias prontas pela pesquisa científica e tecnológica em busca de novos conhecimentos capazes de superar os novos desafios, demonstrando a dificuldade de superar uma conduta institucionalizada, mesmo trazendo sérias dificuldades operacionais. Por outro lado, esta conduta continuava sendo fortificada pela disponibilidade de reservas em águas rasas e pelo elevado custo do petróleo importado, viabilizando a produção mesmo que ineficaz. Ainda assim, aumentava a pressão do Cenpes por mais recursos a serem aplicados na geração de novos conhecimentos.

A alteração institucional que permitiu ou forçou a empresa a alterar sua conduta em prol da endogenização das inovações ocorreu apenas com o novo choque exógeno do petróleo, o contra-choque da Arábia Saudita em 1986⁶⁶. O contra-choque fez reduzir os

⁶⁴ Observar definição em nota de rodapé n. 27 no capítulo II.

⁶⁵ Estas descobertas trouxeram uma importante alteração na disposição das reservas de petróleo no Brasil, pois a partir de então, mais de 50% das reservas comprovadas estavam em campos *offshores* de lâmina d'água além dos 400 metros (Furtado, 1991).

⁶⁶ O contra-choque foi provocado pela Arábia Saudita, o maior produtor/exportador de petróleo do mundo, em 1986, elevando sua produção a um nível que fez reduzir o preço do barril do petróleo em mais de 20 dólares em poucos meses, pois quis punir os demais membros da OPEP, que desrespeitaram um acordo interno da organização (Pertusier, 2004).

preços do barril do petróleo, exigindo uma imediata redução de custos de produção da Petrobrás junto à necessidade de aumento da produção interna; do contrário, a empresa poderia perder espaço para a importação do petróleo. A maior eficiência produtiva (redução de custos e ampliação de produção), por sua vez, apenas seria conquistada pela geração de tecnologia apropriada às condições brasileiras, que vinha se caracterizando por águas profundas. E isso deveria ser feito dentro da empresa, pois tal tecnologia ainda não era disponível no mercado internacional (Sindipetro, 1999; Furtado, 1996; Furtado & Freitas, 2000).

Diante deste novo quadro, a Petrobrás/Cenpes para poder superar as dificuldades tecnológicas e conseguir explorar a oportunidade de prospectar nos novos reservatórios, criou um programa de capacitação em tecnologia *offshore*, o PROCAP. Através desse programa, o Cenpes se tornou responsável pela organização e orientação de um processo de aprendizado tecnológico que vem permitindo o domínio, a geração e a adaptação do conhecimento científico e tecnológico do segmento *offshore* de águas profundas, viabilizando assim a exploração das reservas da Petrobrás. Isto representou uma nova fase na curva de aprendizado da empresa, pois o aprendizado deixou de ser o simples aprendizado operacional, relativo ao desempacotamento e operacionalização da tecnologia importada, para um aprendizado voltado para a endogenização das inovações.

Assim, frente à necessidade de desenvolver a fronteira do conhecimento relativa à atividade de produção de petróleo em águas profundas, a Petrobrás deu início ao PROCAP com base no Sistema de Produção Flutuante. Este programa em 20 anos de existência e três fases se tornou o principal articulador da companhia na função de prover o avanço na exploração de petróleo em profundidades marítimas cada vez maiores e em condições cada vez mais adversas, a ponto de formar um volume de petróleo prospectado condizente com a auto-suficiência nacional.

Analisar como ocorreu todo este avanço do conhecimento científico e tecnológico da Petrobrás/Cenpes, sob a ótica do aprendizado, é o objetivo da próxima parte.

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS.

Um dos fatos mais importantes demonstrados nesse capítulo foi a relevância de elementos externos para a constituição da pesquisa científica e tecnológica da Petrobrás, acerca da exploração *offshore* no Brasil. Esses elementos externos foram os choques do

petróleo da década de 70 e 80; enquanto o primeiro choque gerou o primeiro marco da pesquisa brasileira no *upstream*, o contra-choque de 86 trouxe o maior marco da pesquisa *offshore* no Brasil/Petrobrás. O primeiro marco está relacionado ao redirecionamento do foco das atividades de pesquisa para a exploração e produção em detrimento do refino. Afinal, o substancial aumento de preços do petróleo importado acarretou a necessidade de se aumentar a produção interna, o que dependia fortemente dos resultados auferidos pela pesquisa no *upstream offshore*. Isso pôde ser verificado pela capacitação da empresa em construir plataformas fixas e a operar o Sistema de Produção Antecipado, permitindo a produção *offshore* superar a produção *onshore* nos primeiros anos da década de 80. O segundo choque ampliou ainda mais a viabilidade da produção *offshore*, por ter influenciado diretamente na implementação do grande marco da pesquisa *offshore* no Brasil/Petrobrás, a criação do PROCAP, por onde se deu o real início do domínio e geração de conhecimento científico e tecnológico de exploração de campos profundos. Afinal, com a redução no preço do petróleo importado, a expansão da produção com um custo ótimo se formou um imperativo dentro da Petrobrás; do contrário a empresa poderia perder espaço para a importação do mineral.

Em paralelo aos elementos externos, as descobertas de campos gigantes de petróleo em águas profundas na Bacia de Campos, proporcionaram pela primeira vez a oportunidade de reduzir significativamente a dependência brasileira do petróleo externo. E foi esta oportunidade que justificou a criação do PROCAP e influenciou na superação da dependência da rotina de desempacotamento pela geração tecnológica endógena, ou seja, a formação de um novo “caminho de dependência”, mas agora com base na geração e adaptação tecnológica local. Isso se mostra em direta consonância com a premissa de Malerba (2002) de que “*grandes oportunidades oferecem fortes incentivos ao empreendimento de atividades inovadoras*”.

Em suma, a pesquisa em busca do domínio e geração de conhecimento *offshore*, a ponto de viabilizar técnica e economicamente a exploração de petróleo em águas profundas, decorreu essencialmente da oportunidade de existir grandes reservas nessas localidades e pela imposição do contra-choque de petróleo. A pesquisa pôde ser implementada por um conjunto de pesquisadores que detinha um prévio e relativo conhecimento na exploração de petróleo em águas, através de um longo período de estruturação da pesquisa dentro da Petrobrás. O conhecimento do tipo *know what*: aspectos geológicos das bacias sedimentares no Brasil. Esse conhecimento sobre a Bacia de Campos revelou a necessidade de se escolher

o Sistema de Produção Flutuante (SPF), como maneira de explorar os profundos e distantes campos desta bacia; *know how*: em transformar plataformas de perfuração para produção e a operar o SPA; e *know who*: referente aos parceiros da companhia na constituição do *know how* em SPF, demonstrando a validade do conhecimento constituído anteriormente ao PROCAP.

Mas para superar os consecutivos novos desafios da exploração em águas profundas e ultra-profundas, o conhecimento teve de ser significativamente majorado através de um complexo processo de aprendizado, organizado dentro do PROCAP, como será analisado na próxima parte.

PARTE III

O PROCESSO DE APRENDIZADO NAS TRÊS FASES DO PROCAP

Esta parte aborda os principais capítulos da dissertação em relação à consecução do objetivo geral proposto, o de analisar o processo de aprendizado em torno do PROCAP, o qual permitiu a Petrobrás viabilizar a exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas. O programa foi segmentado em três fases e para melhor analisar cada uma dessas etapas, a última parte da dissertação foi dividida em três capítulos, respectivos a cada fase.

As duas primeiras fases do programa representaram a maior parte da formação do conhecimento da companhia em tecnologias *offshore* de águas profundas, tangente ao SPF. O processo abrangeu desde o período em que a Petrobrás ainda era totalmente dependente do conhecimento externo, durante o início do PROCAP, até o domínio e geração de conhecimento de fronteira, no final da segunda fase do programa. Esse avanço foi combinado com a capacidade da empresa em explorar campos submersos até 2.000 metros. Já na última fase do programa, o objetivo de explorar campos em até 3.000 metros foi tecnicamente alcançado com relativa facilidade, pois os desafios tecnológicos desta profundidade se mostraram muito semelhantes aos dos 2.000 metros. A partir disso, foi detectado que a maior dificuldade da última fase do programa foi o de conseguir utilizar recursos de modelagem computacional, no intuito de otimizar ainda mais as tecnologias tradicionalmente desenvolvidas pelo programa, bem como para permitir a exploração de campos onde a adversidade não fosse apenas a profundidade, mas algumas particularidades geológicas, como campos de grande amplitude horizontal ou de frágil constituição geológica.

Concomitante a isto, houve uma alteração no enfoque analítico do último capítulo. Enquanto a análise dos dois primeiros capítulos escrutina o processo de aprendizado que culminou em grande parte do conhecimento *offshore* da Petrobrás, condizente com as tecnologias de exploração dos 2.000 metros, o enfoque analítico do último capítulo, refere-se ao processo de aprendizado relativo ao uso dos instrumentos de modelagem computacional. Com isto, o último capítulo acabou se tornando um pouco menos analítico e mais descritivo do que os dois primeiros, pois foi necessário descrever estas tecnologias e os

resultados alcançados por estas, no intuito de demonstrar a importância de tais recursos cibernéticos para a formação do conhecimento *offshore* da Petrobrás e para a conseqüente superação de novos desafios.

4. O INÍCIO DO DESENVOLVIMENTO DA TRAJETÓRIA EM SPF NO PROCAP 1000: uma trajetória inicialmente desenvolvida pelo uso do conhecimento existente.

Introdução

Diante do contrachoque e da magnitude dos campos descobertos em águas profundas na Bacia de Campos (RJ), a Petrobrás foi forçada a buscar soluções que viabilizassem o melhor aproveitamento econômico das reservas *offshore* brasileiras. Essas soluções, obviamente, deveriam ser oriundas de tecnologias adequadas às condições geológicas do país, caracterizadas por águas profundas e ultra-profundas. De acordo com esse propósito foi criado em 1986 o Programa de Capacitação Tecnológica na Exploração de Petróleo em Águas Profundas, o PROCAP.

A primeira fase do programa, chamado de PROCAP 1000, teve como objetivo geral desenvolver a capacitação da empresa de maneira economicamente viável em profundidades até 1.000 metros, com base no Sistema de Produção Flutuante (SPF), juntamente com a premissa de otimizar os recursos em pesquisa e desenvolvimento. Para isso foram escolhidos como unidade de desenvolvimento os Campos de Albacora, Albacora Leste e de Marlim. Em relação à escolha pela trajetória SPF, o motivo básico provinha do relativo conhecimento formado a partir da operação e concepção de sistemas de produção antecipada implementada desde 1977.

O PROCAP 1000 representou, portanto, a opção de dar continuidade à trajetória tecnológica do SPF para profundidades além do permitido pela assistência de mergulhadores⁶⁷. Mas como a Petrobrás ainda não possuía competência para gerar endogenamente o conhecimento requerido, a estratégia básica desta fase do programa foi absorver e adaptar o conhecimento científico e tecnológico existente em sistemas de produção flutuante no mundo, no sentido de implementar melhorias que permitissem esticar a trajetória até os 1.000 metros de profundidade. Além desta incipiente capacidade tecnológica, havia a falta de fornecedores e de apoio institucional local com competência tecnológica e científica suficiente para dar o suporte necessário à Petrobrás para gerar o conhecimento requerido.

⁶⁷ O organismo humano permite a imersão máxima de 400 metros, devido à alternância da pressão atmosférica em relação à superfície. As operações com mergulhadores, porém, dificilmente ultrapassam os 200 metros.

Desta forma, para alcançar o objetivo do Programa, a maior parte dos projetos propostos estiveram em função de adaptações tecnológicas. Assim a trajetória tecnológica em SPF, nesta fase do PROCAP, foi constituída essencialmente por inovações incrementais. Desta característica, será indicado ao longo desta seção que o aprendizado do Cenpes/PROCAP foi iniciado pelo uso do conhecimento dominado pelos agentes internacionais de inovação do segmento *offshore*.

4.1 AÇÕES INSTITUCIONAIS PARA ESTIMULAR E ORGANIZAR O PROCESSO DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS NO PROCAP 1000.

Para alcançar os complexos objetivos propostos pelo PROCAP, a Petrobrás teve de recorrer ao apoio de parceiros externos. Como na primeira fase as firmas e as organizações não-empresariais brasileiras ainda não tinham condições técnicas de apoiar o avanço tecnológico da Petrobrás, a companhia teve de se articular para promover a expansão nacional do setor, do contrário ficaria dependente das empresas internacionais. Uma das primeiras ações da Petrobrás no intuito de promover a melhor sustentabilidade do Programa de Capacitação *Offshore* foi auxiliar financeiramente a criação do Centro de Estudos em Petróleo (Cepetro), na Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, em 1987, o que se ajusta aos relacionamentos formais institucionalizados de caráter não-orientado, proposto por Bonaccorsi e Piccaluga (1994, citado por Cassiolato, 2004).

Desde então, o Cepetro vem realizando pesquisas em Economia dos Recursos Minerais, Engenharia de Poços, Geofísica Computacional, Modelagem Geológica de Reservatórios de Águas Profundas, entre outros estudos aplicados ao segmento *offshore*. Com isto, a Unicamp, através do Cepetro, tornou-se um dos grandes responsáveis pela capacitação de várias empresas do setor por formar um capital humano capacitado em prover intelectualmente atividades inovadoras para a indústria do petróleo. Após o Cepetro, a Unicamp, ainda com o apoio da Petrobrás, criou o Departamento de Engenharia de Petróleo e o Curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo, todos na Faculdade de Engenharia Mecânica, ampliando ainda mais o papel da Universidade como um dos principais formadores do conhecimento codificado do setor.

É válido observar que a Unicamp, bem como as demais instituições de pesquisa que interagiram com o Cenpes/PROCAP, na concepção de Minami (2006), exerceram basicamente a mesma função: auxiliar o Cenpes nas atividades de pesquisa relativas à

constituição do conhecimento científico de base (*know why*). Com isso a participação dessas instituições será menos ostensiva nos projetos apresentados na dissertação, pois os principais projetos foram relativos ao conhecimento aplicado, ou seja, de tecnologias propriamente ditas e não de ciência fundamental.

A primeira atitude interna em prol da organização das atividades de pesquisa no PROCAP foi a formação de um grupo de trabalho, no intuito de facilitar o processo de aprendizado interno e conseqüentemente na ampliação do conhecimento científico e tecnológico acerca do sistema de exploração *offshore*. O grupo foi formado por diferentes departamentos da empresa e foi chamado de Comissão Interdepartamental para Águas profundas (CIAP). Ela foi formada por uma equipe de técnicos e diretores do Serviço de Materiais (Sermat), Serviço de Planejamento (Serplan), Departamento de Perfuração (Deper) e Departamento de Produção (Depro) e esporadicamente por outros departamentos conforme o conteúdo dos projetos. Frente aos diferentes órgãos envolvidos com a CIAP, a comissão se tornou um dos principais expoentes do caráter multidisciplinar pelo qual o processo de aprendizado do PROCAP foi orientado, permitindo um avanço ainda mais consistente do conhecimento *offshore* dentro da empresa, uma vez que este conhecimento foi constituído por diversos pontos de sustentação.

A incumbência primária da Comissão foi criar um *portfólio* de projetos de pesquisa a serem realizados para viabilizar a produção a 1.000 metros de profundidade (descritos abaixo) e, posteriormente, deveria acompanhar a execução dos projetos através de equipes de relatores (composta por técnicos de cada departamento relacionado com o projeto), desenvolvendo assim, uma rotina para evitar desvios dos objetivos, bem como para orientar as tomadas de decisões nos projeto em conformidade com a Comissão (Petrobrás, 1991; Assayag, 1989).

A CIAP apresentou um *portfólio* de 64 projetos para serem executados no PROCAP, mas conforme novos desafios foram surgindo, o número de projetos aumentou para 109 até o final desta fase. Deste total, 80% foram concluídos e aproximadamente 80% destes eram de caráter fundamentalmente incrementais, por abrangerem inovações que adaptaram o conhecimento externo às necessidades locais.

As pesquisas desta fase foram divididas em cinco linhas: i - equipamentos e instalações *subsea*; ii - plataformas semi-submersíveis e embarcações; iii - veículo de

operação remota; iv – ampliação da base de dados sobre a Bacia de Campos (busca por novos campos) e v - sobre plataformas fixas. Ao nível operacional, a CIAP estipulou o período de execução dos projetos conforme a necessidade da empresa em projetos de curto, médio e longo-prazo (Petrobrás, 1991; Furtado & Freitas, 2000). Vale destacar que serão analisadas principalmente as linhas de pesquisa i e ii, dentre as referidas acima, por se tratarem dos principais projetos de capacitação compreendidos no PROCAP 1000.

Para realização destes projetos, o PROCAP contou não apenas com um conjunto de departamentos da Petrobrás, mas de parceiros externos como Universidades, Institutos de Pesquisa, empresas de engenharia, companhias de petróleo, entre outras firmas e organizações. Foram estabelecidos acordos de colaboração com: 27 universidades/centros de pesquisa; 45 empresas de engenharia; 3 companhias petroleiras e 4 firmas classificadoras. A grande maioria destes parceiros era de origem internacional (Furtado & Freitas, 2000).

Para melhor definir a posição destes parceiros externos, a CIAP separou a atuação dos parceiros em 5 grupos: 1) projetos voltados à criação de conhecimento científico, contendo, essencialmente, universidades e centros de pesquisa; 2) projetos relacionados ao desenvolvimento de conhecimento aplicado inédito, envolvendo universidades, centros de pesquisa e empresas de engenharia; 3) adaptação de tecnologias, essencialmente, através de empresas de engenharia; 4) desenvolvimento de conceitos base, com o auxílio dos mais diversos parceiros. Uma importante integrante desse grupo foram as firmas classificadoras, com a incumbência de classificar e publicar o nível de excelência dos conceitos desenvolvidos; 5) aquisição de tecnologia externa (Assayag, 1989).

Após a introdução dos projetos, a próxima ação da CIAP foi realizar um grande levantamento dos aspectos geológicos e geofísicos da Bacia de Campos conforme a linha “iv” de pesquisa do CIAP. Esta atividade foi semelhante ao que aconteceu no *American Petroleum Institute*, no Golfo do México, quando este fez um estudo detalhado sobre o relevo marinho e das condições ambientais relativas àquela província. A Comissão realizou, portanto, um vasto estudo da geologia marítima das áreas próximas aos campos descobertos, proporcionando um importante banco de dados das condições geológicas destas áreas⁶⁸.

⁶⁸ Estes estudos geológicos podem ser descritos como: detalhamento acerca dos tipos de terrenos; oceanografia da região; salinidade para estimar o grau de corrosividade dos equipamentos; fluxo marinho na superfície (previsão de ondas) e nas profundidades (força das correntes e outros fluxos sub-marítimos); volume e características dos hidrocarbonetos dos campos, principalmente os de Albacorra, Albacorra Leste e Marlim (campos já conhecidos); e avanços em análises de previsão meteorológicas.

Com base neste banco de dados, o Cenpes fortaleceu consideravelmente seu conhecimento do tipo – *know what*. E foi a partir deste conhecimento que a CIAP ampliou o número de projetos, como por exemplo, o reconhecimento do solo volúvel (lama e cascalho) do leito da Bacia impondo a necessidade de um *template/manifold*⁶⁹ diferente do disponível na época (Assayag, 1989; Petrobrás, 1991).

A seguir serão apresentadas algumas das principais inovações desta fase do PROCAP, com destaque para as características do processo de aprendizado empregado para viabilizar tais projetos.

4.2 PROCESSO DE APRENDIZADO TECNOLÓGICO RESPONSÁVEL PELA CAPACITAÇÃO DA PETROBRÁS EM TECNOLOGIA *OFFSHORE* NO PROCAP 1000.

4.2.1 Projeto Detalhado da Árvore de Natal Molhada.

Junto ao PROCAP foi criado o Setor de Tecnologias Submarinas, o qual deu início às atividades de pesquisa para um dos principais projetos do PROCAP 1000, o desenvolvimento de um projeto detalhado de Árvore de Natal Molhada, “*no sentido de que os profissionais do Cenpes/PROCAP deveriam saber cumprir todas as etapas do desenvolvimento de todos os componentes da ANM, ao nível de se saber como cada um destes componentes funciona*” (Werneck, 2006). Por outro lado, o projeto deveria ser detalhado a ponto de permitir a definição de todo o equipamento e colocar o projeto de maneira a ser facilmente assimilável por um fornecedor, mesmo que este ainda não possuísse excelência na fabricação desta tecnologia. No quadro 2 são apresentadas algumas características do projeto.

⁶⁹ O manifold é um equipamento de passagem e de manobra da produção de hidrocarbonetos, onde o óleo é agrupado em um mesmo coletor. O uso do manifold submarino é recomendado quando se reúnem diversos poços em uma mesma região. Através desse equipamento há uma redução no número de *risers* (dutos de transporte), pois ao invés de ter dutos para transportar o petróleo de cada poço até a plataforma, tem-se um único duto coletor. Além de reduzir o custo de equipamentos através da aglutinação dos dutos; consegue-se reduzir o peso de empuxo na plataforma e do congestionamento marinho. Além disso, o *manifold* serve para controlar as Árvores de Natal e conseqüentemente a produção em cada poço.

Quadro 2 – Projeto da Árvore de Natal Molhada.

Formação do Conhecimento	Projeto Conceitual	Projeto Básico	
		1ª Fase – Protótipo (Laboceano)	2ª Fase – Tamanho Real (Campo de Marlim)
Conhecimento Prévio	Atividades de desempacotamento e instalação de ANM.		
Aprendizado pela Interação Externa	Auxílio de fornecedores para a conceitualização da tecnologia; contratação de consultores e acordos acadêmicos.	Auxílio de fornecedores para a criação do protótipo.	Auxílio de fornecedores para a criação e instalação da ANM.
Aprendizado pela Pesquisa	Cálculos numéricos nos laboratórios do Cenpes.		
Aprendizado pela Tentativa		Testar diferentes interfaces e <i>designs</i> .	
Aprendizado pelo Uso			Uso da ANM em Marlim.
Peculiaridades	Interação com projetos de lançamento de linhas flutuantes e <i>risers</i> .		

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Werneck (2006).

Para dar início às atividades de desenvolvimento do projeto detalhado de Árvore de Natal Molhada, o Cenpes/PROCAP pôde contar com o conhecimento acumulado proveniente das atividades de desempacotamento e instalação de ANM realizadas pelos departamentos operacionais da empresa, os quais se inter-relacionavam e aprendiam com os fornecedores de ANMs da Petrobrás no período anterior à criação do PROCAP 1000. Sugerindo assim, a pré-existência de certo *know how* de instalação, *know why* no material utilizado nos equipamentos e *know who* acerca dos fornecedores do equipamento no início do projeto de detalhamento da ANM, auxiliando o Cenpes na execução do mesmo. Além disso, foi necessária a formação de alianças de pesquisa com parceiros externos.

Este projeto foi executado em duas fases: 1º - Projeto Conceitual – os resultados da pesquisa são descritos no papel, ou seja, sob a forma codificada; 2º - Projeto Básico – os resultados da pesquisa são apresentados sob a forma de tecnologia propriamente dita. Em ambas as fases, a participação de agentes externos foi bastante intensa, principalmente com os fornecedores de ANM – Kvaener, Cameron e FMC-CMV – por possuírem forte acúmulo de conhecimento em ANM. Além destes, houve a contratação de consultores (especialistas do segmento *offshore* em equipamentos *subsea*), a participação de empresas de engenharia e, eventualmente, acordos com acadêmicos. Desta maneira, a característica geral do

aprendizado do projeto foi **pela interação** e conforme destacou Werneck (2006), foi deste relacionamento que a empresa formou seu *know how* em criar e instalar o equipamento.

O Projeto Conceitual teve a função de otimizar o desempenho das ANM para as condições ambientais de 1000 metros, como os dispositivos internos, peso e *design* (interfaces de conexão) da tecnologia, considerando sempre a viabilidade técnica e econômica das opções. Os resultados alcançados nesta fase foram relativamente rápidos, pois em oito meses foi iniciada a última fase do projeto. O aprendizado com maior destaque nessa fase foi **pela pesquisa**, pois a busca pelo conhecimento foi essencialmente realizado por cálculos numéricos dentro dos laboratórios do Cenpes. Os principais parceiros da Petrobrás nesta fase, além dos fornecedores, foram consultores acadêmicos internacionais que auxiliaram o centro de pesquisa a superar algumas dificuldades. Além dessa relação, os agentes de pesquisa tinham de estar em estreita sintonia com os técnicos responsáveis pelos estudos de lançamento de linhas flutuantes e *risers*, ambos acoplados na ANM, pois o *design* da Árvore de Natal deveria ser condizente com tais equipamentos para permitir o encaixe perfeito.

Após o domínio conceitual da tecnologia, ocorreu o início da fase do projeto básico relativo à construção da tecnologia propriamente dita e permitiu a realização de testes e a eventual confirmação da viabilidade técnica e econômica. Nesta fase a aproximação com os agentes externos se deu mais intensamente com os fornecedores, pois estes tinham maiores condições de auxiliar o Centro a instalar e a sugerir eventuais alterações, conforme os relacionamentos formais institucionalizados de caráter orientado, proposto por Bonaccorsi e Piccaluga (1994, citado por Cassiolato, 2004). E para melhor coordenar as atividades desta fase, o projeto básico foi subdividido em duas etapas: a primeira consistia em construir e testar protótipos da árvore, para num segundo momento, instalar e testar uma árvore em tamanho real.

Para a consecução da primeira etapa, o Cenpes contratou o Laboceano, mais especificamente, o tanque submarino de testes da Coppe/UFRJ⁷⁰, onde os técnicos da Petrobrás e dos fornecedores puderam testar diferentes interfaces e *designs* através dos protótipos. Desta forma, o **aprendizado pela tentativa** pode ser considerado como a forma

⁷⁰ Este tanque foi construído com uma estrutura de 25 metros de diâmetro e 25 metros de profundidade, com um poço central de 6 metros de diâmetro e com uma profundidade de 15 metros. Para geração de ondas, foi utilizado um batedor, e para simular as correntes marinhas foram utilizados tubos lançando e aspirando jatos d'água. (Ferreira, 1988)

mais intensa de se aprender nesta etapa. Após os testes finalizados e a criação de um protótipo “ótimo” o projeto passou para sua última etapa, o de instalar uma ANM no campo de Marlim num poço sob lâmina d`água de 700 metros. Aqui, os testes de viabilidade refutaram a necessidade de alterações a serem feitas, demonstrando que o **aprendizado pelo uso**, em destaque nesta etapa, serviu apenas para ratificar as premissas estabelecidas anteriormente. O resultado final do projeto foi considerado uma inovação incremental por ter proporcionado alterações adaptativas no conceito prévio da ANM⁷¹.

Em paralelo a este projeto detalhado da ANM existia um projeto de padronização de interface dos equipamentos *subsea*, pois como a Petrobrás não detinha um conceito próprio de ANM até o início do PROCAP e as ANMs dos fornecedores não eram padronizadas, existia o desconforto operacional da companhia ter de trabalhar com equipamentos com *designs* (interfaces) diferentes⁷². Em consequência disto, em muitos momentos, como destacou Werneck (2006), a Petrobrás possuía diversas bases adaptadoras⁷³ de alguns fornecedores, mas com ANMs de outros fornecedores, atrasando consideravelmente a execução das atividades. Além da falta de abastecimento, outro problema tangente a não padronização consistia nas variações sazonais da demanda, ou seja, quando a demanda da companhia pelo equipamento aumentava substancialmente, devido à falta de estoque, notava-se um conseqüente aumento de preços. Assim, a iniciativa de um projeto de padronização se mostrava necessário, tanto para ampliar a velocidade na exploração dos campos, quanto para redução na sazonalidade dos preços em relação à demanda.

No final do PROCAP 1000 os dois projetos foram alcançados a contento, pois o projeto de detalhamento foi realizado e a padronização foi alcançada e “imposta” aos fornecedores, rendendo bons resultados à companhia: i – redução nos custos: a padronização permitiu a desazonalização dos preços e o projeto detalhado serviu para reduzir o preço do equipamento por servir como instrumento de barganha no momento das negociações; ii – ganhos operacionais: o ritmo de exploração de um campo de petróleo passou a ficar em função unicamente das decisões da companhia e não mais da disponibilidade dos fornecedores em dispor o número de ANMs demandadas; iii – aumento no número de fornecedores de uma necessidade tecnológica primária da empresa, pois a partir da

⁷¹ Ver fotos da geração da ANM anterior e posterior ao projeto do PROCAP 1000 no Anexo II – Figura 7.

⁷² Os fornecedores mais tradicionais de árvore de natal molhada com os quais a Petrobrás trabalha são: FMCCBV (Rio de Janeiro), Kvaerner (Curitiba), Cooper-Cameron (Taubaté), Vetco (Osasco) e, ultimamente, a Dril-Quip (EUA). (Petrobrás, 2005 b)

⁷³ Esta base é instalada no solo marítimo e posteriormente a ANM é encaixada sobre ela.

conclusão do projeto, outros fornecedores além dos tradicionais puderam ser requisitados para produzir ANMs através das orientações estipuladas pela companhia.

Além destes resultados houve uma importante alteração no sentido da relação da Petrobrás com seus fornecedores de equipamentos submarínos. Antes do PROCAP 1000, a Petrobrás tinha de se adaptar aos conceitos tecnológicos dos fornecedores e após o programa foram os fornecedores que passaram a se adaptar aos conceitos da Petrobrás. Concomitante a esta inversão no sentido do relacionamento Petrobrás/fornecedores, fortaleceu-se a ligação entre estes dois agentes, pois conforme relatado neste projeto, bem como em outros projetos apresentados no decorrer dos capítulos, a sistemática de integração passou a implicar em um tipo de engenharia simultânea, ou seja, os fornecedores passaram a ser parceiros de pesquisa da Petrobrás, ultrapassando desta forma o caráter comercial do simples fornecimento de peças e equipamentos. Tal mudança no sentido e no teor da relação entre a Petrobrás e suas fornecedoras, tem sido uma das maiores benesses proporcionadas pelo PROCAP, segundo Werneck (2006).

Com o domínio no conceito de ANM os campos passaram a ser mais rapidamente explorados e a um custo inferior, tendo como um dos principais desafios a conexão das linhas flutuantes⁷⁴ entre as ANMs, exigindo dos técnicos do PROCAP o desenvolvimento de técnicas mais avançadas de lançamento das linhas flutuantes, juntamente ao progresso nas tecnologias de veículos de operação remota, ambos apresentados posteriormente.

4.2.2 Projeto conceitual do Template/Manifold Octos 1000.

Outro projeto de equipamento *subsea* empreendido no PROCAP 1000 foi o do *template/manifold*, mais especificamente o projeto de *template*⁷⁵ unido a um *manifold*. Entretanto, existiam no mercado versões não customizadas, ou seja, os *templates* separados dos *manifolds*. A opção do Cenpes/PROCAP pela versão customizada decorreu do fato deste ser o modelo mais difundido no mercado na época e pela atração de se reduzir o número de equipamentos instalados, diminuindo assim, os custos de instalação. Um detalhe importante a ser destacado é que já havia outro projeto de *template* em andamento na Petrobrás/Departamento de Perfuração (Deper), o qual foi incorporado pelo PROCAP 1000.

⁷⁴ Linhas que servem para transportar o hidrocarboneto de uma ANM para outra, ou de uma ANM para uma estação central, geralmente um *manifold*, reduzindo assim a extensão e número de *risers*.

⁷⁵ O *template* é a estrutura de metal fixada no solo submarino que servirá de alicerce para a instalação de um equipamento *subsea* ou as bases de uma plataforma TLP.

O projeto *template/manifold* é considerado um dos principais projetos executados pelo PROCAP 1000, por ter permitido o domínio conceitual de um dos principais equipamentos *subseas* e por ter absorvido e finalizado o projeto do Departamento de Perfuração do Cenpes, na forma de um novo *template*. Sobre o *manifold*, esse é o principal equipamento *subsea* de exploração *offshore*, quando diversos poços são prospectados em uma área próxima. Como em cada poço existe uma ANM, para reduzir o número de dutos ligados entre os poços até a plataforma e os umbilicais de controle das ANMs, o *manifold* serve para interligar e controlar as ANMs (em geral até 8). O *manifold* é responsável, portanto, por concentrar o fluxo do petróleo extraído e controlar as ANMs, entre outras atribuições mais específicas como injeção de água dentro do campo. O projeto concebia, então, a possibilidade da Petrobrás conter o conceito de um *manifold*, que traria um ganho no poder de comercialização da empresa junto aos fornecedores do equipamento e principalmente por fornecer o conceito tecnológico já apropriado às condições locais.

Mas mesmo se tratando de um único projeto, ele foi executado por dois sub-projetos.

4.2.2.1 Desenvolvimento do *Template*.

Acerca das atividades relativas à base do *manifold* customizado, chamado de *template*, estas foram rapidamente encerradas, não pelo êxito, mas pelo desinteresse da companhia pela customização. Já na fase inicial do projeto ficou constatada uma séria dificuldade de se lançar ao mar o equipamento customizado devido o seu tamanho. Isto porque o *manifold* não é lançado do exterior da plataforma, como outros objetos, mas do interior da plataforma em uma espécie de piscina, devido ao peso e às dificuldades de controle do equipamento no lançamento. Em vez de buscar soluções para isto, a Petrobrás decidiu manter seu padrão de instalar separadamente o *manifold* e o *template*. Com isto, o projeto de *template* em andamento no Departamento de Perfuração (Deper) foi incorporado pelo PROCAP. Por causa desta migração de projetos, coube ao Deper a função de organizar e liderar a execução do projeto, devido seu conhecimento acumulado com o projeto mais antigo. Ademais, o projeto do Deper ganhou maior agilidade por entrar no PROCAP, pois passou a contar com um maior aporte de recursos para as pesquisas e testes. O quadro 3 apresenta algumas características desse projeto.

Quadro 3 – Projeto do *Template*.

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	Projeto de Pesquisa do Deper em <i>Templates</i>
Aprendizado por Pesquisa	Cálculos numéricos em busca de um novo formato.
Aprendizado por Tentativa	Testes com diferentes dimensões no tanque de provas da Coppe/UFRJ.
Aprendizado pelo Uso	O uso do <i>template</i> no Campo de Albacorra para melhor definir a técnica de perfuração/fixação no solo e encaixe com o <i>manifold</i> .

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Werneck (2006).

O Deper com base naquilo que já havia sido descoberto em mais de um ano de pesquisa (1985-86), não contou com auxílio externo nas atividades de pesquisa, apenas para realizar alguns testes no tanque de provas da Coppe/UFRJ. A forma do *template* decorreu, primeiramente, de um intenso **aprendizado pela pesquisa**, pois se chegou ao formato ideal do *template* após muitas horas de cálculos nos laboratórios. Foi definido um formato octogonal e não o formato retangular ou circular dos modelos tradicionais, a fim de permitir sua melhor fixação/sustentabilidade no terreno da Bacia dos Campos (Werneck, 2006). Mas desta constatação ainda não pôde ser construído um protótipo definitivo, pois antes disto foram necessários alguns testes com diferentes dimensões no tanque de provas da Coppe/UFRJ, caracterizando assim, o **aprendizado pela tentativa** nesta etapa. Após a conclusão dessa etapa, através da construção de um protótipo, o Cenpes/PROCAP pôde colocar a peça em teste final no Campo de Albacorra, onde aconteceu a primeira instalação do *template octogonal*. O **aprendizado** auferido pelo **uso** do *template* em escala real contribuiu principalmente para estabelecer melhor a técnica de perfuração/fixação do *template* e encaixe do *manifold*.

4.2.2.2 Desenvolvimento conceitual do Manifold.

O *manifold*⁷⁶ é o equipamento *subsea* mais importante da exploração *offshore* devido suas múltiplas funções, como injeção de líquido ou gás dentro do poço para manter a pressão interna, controlador das ANMs, realizar parte do bombeamento do petróleo, entre outros fatores. Por isso o desenvolvimento conceitual do *manifold* foi um dos projetos mais

⁷⁶ Ver foto do *manifold* no Anexo II – Figura 8.

complexos do PROCAP 1000. Sendo que o objetivo desse projeto foi o de adaptar o conceito tecnológico internacional existente para poder explorar campos até 1.000 metros de profundidade, conseqüentemente, o resultado alcançado foi considerado como uma inovação incremental. O quadro 4 sintetiza as peculiaridades da formação do conhecimento nesse projeto.

Quadro 4 – Projeto do *Manifold*.

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	Instalação de <i>manifolds</i> e desenvolvimento do <i>dry atmosphere manifold</i> na década de 70.
Aprendizado pela Interação Externa	Auxílio da companhia de petróleo Conoco e da empresa americana de engenharia <i>Ocean</i> .
Aprendizado pelo Fazer	Construção do <i>manifold</i> na <i>Ocean Technology</i> .
Aprendizado por Tentativa	Tentativas para alterar o conceito do <i>manifold</i> da <i>Ocean Technology</i> .
Aprendizado pelo Uso	Uso do <i>manifold</i> no Campo de Albacorra indicou a não produção do equipamento.

Fonte: Dados elaborados pelo autor a partir de Cordeiro (1990) e Werneck (2006).

O início desta atividade pôde contar com certo *know how* em *manifolds*, proveniente do desenvolvimento do *dry atmosphere manifold*⁷⁷ no final da década de 1970, mas este conhecimento não foi forte o suficiente para garantir a presença mais marcante da Petrobrás/Cenpes na execução deste projeto, como foi o caso do *template octogonal*, implicando numa participação mais intensa e até mesmo mais importante dos técnicos externos⁷⁸ na fase inicial do projeto. Diante da complexidade do equipamento, a Petrobrás recorreu ao auxílio da companhia Conoco e da empresa de engenharia *Ocean Technology*, tradicional empresa do Golfo do México na construção de *manifolds* (Cordeiro, 1990).

A interação com as duas empresas foi o principal fator responsável pela formação do conhecimento da Petrobrás em *manifolds*. Foram enviados técnicos da Petrobrás para os EUA, mais especificamente em Lousiana, onde está o principal laboratório da *Ocean*

⁷⁷ O equipamento foi desenvolvido para ser utilizado nos campos de Garoupa e Namorado. O equipamento foi desenvolvido por duas empresas estrangeiras, sob encomenda da Petrobrás, e condizia com o “encapsulamento” de um manifold de contemplação seca dentro de um ambiente pressurizado, o qual ficou chamado de *dry atmosphere manifold*. Mas como a espessura da cápsula deveria ser cada vez mais grossa quanto maior fosse a profundidade a fim de manter a pressão atmosférica, o uso deste equipamento foi inviabilizado com a expansão da profundidade de prospecção. A partir de então, a companhia passou a adquirir tecnologias de contemplação molhada que começavam a ser introduzidos no mercado. (Petrobrás, 2005 a)

⁷⁸ No decorrer deste projeto foi realizado um concurso público que endogenizou importante capital humano (conhecimento) em manifold, ao contratar profissionais das empresas de fornecedores.

Technology. Neste local, os técnicos da Petrobrás puderam formar parte do que seria o *know how* da empresa, pois participaram de todas as etapas de construção do *manifold* da *Ocean*, onde a interação ocorreu principalmente durante o **fazer** do equipamento, caracterizando, portanto, mesmo que indiretamente, o **aprendizado pelo fazer** nesta fase (Werneck, 2006; Cordeiro, 1990).

No entanto, este aprendizado serviu apenas para formar a base de conhecimento da empresa, pois foram necessárias diversas alterações no equipamento para que este pudesse operar otimamente na Bacia de Campos. As alterações ocorreram no Cenpes e com o auxílio da companhia Conoco. A interação entre as duas companhias serviu basicamente para experimentar as diversas alterações requeridas e para instalar o equipamento no *template* octogonal em Albacorra, podendo assim aperfeiçoar ainda mais o *manifold*. Assim, através da **interação** com a Conoco, a Petrobrás pôde implementar um forte processo de aprendizado pela **tentativa**, no sentido de realizar as modificações e posteriormente pelo **uso** do equipamento, quando conectado ao *template* no campo de Albacorra em julho de 1990 (Werneck, 2006).

O **aprendizado pelo uso** indicou que o equipamento não demonstrava a mesma viabilidade apresentada em laboratório, impondo à Petrobrás decidir pela não produção do equipamento. Mas isto não descartou a existência de resultados positivos, muito pelo contrário, pois foram constatados alguns avanços em torno deste equipamento: foi iniciado um forte processo de aprendizado neste equipamento; a Petrobrás deu início em seus laboratórios a algumas pesquisas sobre as particularidades tecnológicas do *manifold*, como sistema de bombeamento e de injeção de gás/água nos reservatórios, condizentes com as novas gerações deste equipamento; e pela composição de alguns conceitos aproveitados e repassados aos fornecedores, permitindo maior adaptação às condições locais e redução nos custos de aquisição (Werneck, 2006).

O resultado operacional do projeto foi manter a aquisição dos equipamentos com base nos conceitos das empresas fornecedoras, mas com algumas alterações resultantes das descobertas do projeto não finalizado. Assim, a Petrobrás conseguiu desenvolver melhor as especificações técnicas que os fornecedores deveriam atender, mostrando-se um grande ganho para empresa, tanto para o conhecimento da operação desta tecnologia em grandes profundidades, quanto pela conseqüente redução nos custos do equipamento, diante do domínio conceitual de alguns de seus dispositivos.

Além do mais, o conceito dominado pela Petrobrás mesmo não sendo completo, serviu de referência para os demais conceitos gerados pela Petrobrás sobre *manifolds*. E a indústria também se beneficiou dos avanços da Petrobrás com este equipamento, pois até então não existiam projetos de *manifolds* para operar a tais profundidades.

4.2.3 Projeto Conceitual de um modelo próprio de plataforma.

O principal grande projeto do PROCAP 1000 foi o desenvolvimento de um modelo próprio de Plataforma Flutuante, a plataforma Vitória-Régia. O desafio aqui foi formular um conceito geral a partir de projetos básicos desenvolvidos no Cenpes. Para a realização do projeto a Petrobrás contou com o auxílio de diversas empresas e instituições de pesquisa. Dessas parceiras a empresa sueca de engenharia GVA (Gotaverken Arendal) ocupou uma posição de destaque, principalmente por ter realizado a transformação das plataformas semi-submersíveis de perfuração para plataformas de produção utilizadas pela Petrobrás no Sistema de Produção Antecipada. A escolha da mesma parceira para um projeto com atividades semelhantes contribuiu fortemente para a condução do **aprendizado pela interação** entre as duas empresas, pois os códigos de informação já estavam difundidos entre os parceiros, reforçando o caráter de *know who* como pressuposto para a escolha da trajetória SPF como padrão a ser seguido e aperfeiçoado.

O projeto da Vitória Régia em vez de almejar a transformação de plataformas de perfuração para produção “*consistiu no desenvolvimento de um novo conceito de plataforma semi-submersível mais apropriado ao ambiente operacional da Bacia de Campos e capaz de operar até 1.000 metros de lâmina d’água*”(Furtado & Freitas, 2004). Os objetivos do projeto visavam desenvolver uma tecnologia apropriada ao ambiente operacional e com isso ampliar a produção local de petróleo. Diante da complexidade do projeto Vitória-Régia, o Cenpes além de se relacionar com a GVA contou com a colaboração de diversos outros integrantes, como a companhia de Petróleo Conoco na construção de uma plataforma mais ampla para sustentar uma maior quantidade de peso e o MIT no desenvolvimento de *softwares/cálculos* sobre a resistência da estrutura da plataforma.

A construção dessa plataforma passou, portanto, por um longo e complexo processo de **aprendizado por interação**, dado a quantidade de participantes dentro do mesmo projeto. E para o processo de capacitação não apresentar incompatibilidades diante dos diversos

parceiros e objetivos específicos, exigiu-se um grande esforço do CIAP para que todas as conquistas tecnológicas pudessem convergir e pudessem ser operadas conjuntamente. E a partir desse intuito, o Cenpes conseguiu trazer todos seus parceiros para executarem as pesquisas dentro do centro de pesquisa da Petrobrás, permitindo assim uma maior facilidade na comunicação entre os técnicos responsáveis pela execução das atividades. O quadro 5 apresenta as etapas e a formação do conhecimento nesse projeto.

Quadro 5 – Projeto Vitória Régia.

Formação do Conhecimento	Projeto Conceitual Finalizado em ago. 1989	Projeto Básico Finalizado em ago. 1990
Conhecimento Prévio	Conversão, operação e manutenção de unidades flutuantes.	
Aprender pela Pesquisa	Trabalhos de Engenharia baseados em conceitos de plataformas já existentes.	Cálculos para verificação da vida útil dos flutuadores;
Aprender pela Tentativa	Duas Possibilidades: bóias em cada uma das pernas ou flutuadores integrados.	Junto à GVA fizeram uma realocação dos equipamentos e dos alojamentos, alcançando a redução da área requerida; redução do peso; redução da potência elétrica e da própria tripulação.
Aprender pelo Uso	Ensaio de um protótipo em Túnel de Vento e Tanque de Ondas do Cenpes	
Aprender pela Interação	Foi a principal fonte de conhecimento do projeto e derivou principalmente da parceria com a firma sueca Gotaverken Arendal (GVA).	

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Diprex, 1989; Petkovic, 1990 a; Petkovic, 1990 b; Werneck, 2006.

O projeto se dividiu em duas fases: Projeto Conceitual e Projeto Básico. O projeto conceitual visou estabelecer os princípios técnicos para a construção de uma plataforma de produção e o Projeto Básico serviu para confirmar a viabilidade técnica e econômica do projeto.

O projeto conceitual iniciou com um conhecimento parcialmente dominado, relativo ao uso de plataformas semi-submersíveis desde a exploração do Campo de Enchova (Bacia dos Campos-RJ) em 1977 e, sobretudo, pelo programa de transferência de *know how* da empresa GVA em construção de estrutura naval de plataformas semi-submersíveis (Diprex,

1989). Os técnicos do Cenpes iniciaram as atividades de pesquisa a partir de um intenso **aprendizado por pesquisa**, através de trabalhos de engenharia voltados para a otimização e simplificação dos conceitos das plataformas de perfuração/produção P-XVIII e P-XIX desenvolvidos pela GVA e utilizados pela Petrobrás. Os principais resultados desses estudos foram o desenvolvimento de um convés projetado especificamente para a utilização como plataforma de produção e a redução de gastos em mais de 30% no custo do casco (Petkovic, 1990 a). Para chegar a esses resultados os técnicos da Petrobrás tiveram de analisar dois tipos de opções de flutuadores, caracterizando o **aprendizado pela tentativa**: i) um casco formado com bóias em cada uma das pernas da plataforma e ii) flutuadores integrados entre as pernas (anéis). Dentre as duas opções, chegou-se à opção do anel⁷⁹ após a realização de projeções matemáticas e testes com dois modelos reduzidos em um tanque de ondas e num túnel de vento do Cenpes, demonstrando a relevância do **aprendizado pelo uso** para a tomada de decisão (Petkovic, 1990 b). Uma importante externalidade desta fase foi a capacitação da Petrobrás em transformar plataformas de perfuração para produção sem a necessidade recorrer ao auxílio de terceiros (Diprex, 1989).

Com a aprovação da CIAP o projeto passou para a fase do projeto Básico e a primeira função foi a verificação da vida útil e fadiga das ligações coluna/convés e coluna/flutuadores, através de ensaios numéricos, caracterizando o **aprendizado pela pesquisa** nessa fase do projeto, afinal tal atividade buscava formar um novo conhecimento sobre a durabilidade e resistência da nova plataforma. Um dos principais resultados, além do reconhecimento da vida útil e fadiga da estrutura, foi a consolidação do conhecimento acerca as características de estabilização das plataformas do tipo semi-submersível (Petkovic, 1990 b).

Para reduzir o tamanho da plataforma a fim de ampliar a viabilidade econômica do projeto, pois com um tamanho menor reduz-se gastos com energia, construção e manutenção, os engenheiros de arquitetura naval do Cenpes conseguiram otimizar o tamanho da plataforma através de uma série de testes de hipóteses, demonstrando o aspecto do **aprendizado pela tentativa**. Os principais resultados alcançados foram a redução da área requerida para equipamentos e alojamento de cerca de 16.000 m² para 11.000 m²; redução do peso da planta de aproximadamente 7.000 toneladas para 5.000 toneladas e redução do peso de aço de 10.800 t para 5.900 t. Com tais resultados houve uma redução da

⁷⁹ Ver desenho da plataforma Vitória Régia no Anexo II – Figura 9.

potência elétrica instalada de aproximadamente 27 MW para cerca de 11 MW e uma redução de quase US\$ 70 milhões no custo de cada unidade (Petkovic, 1990 b).

O projeto da plataforma Vitória Régia, segundo Furtado & Freitas (2004), foi o ápice do processo de aprendizagem tecnológica da Petrobrás em SPF durante a primeira fase do PROCAP. O projeto sem dúvidas representou um importante avanço dentro do caminho delineado pela trajetória SPF, mas no âmbito do conhecimento e não pela conclusão efetiva do projeto. A nova plataforma, mesmo obtendo a certificação internacional para ser construída através do aval da empresa certificadora *Underwater Engineers Group*, não ultrapassou o projeto conceitual. Isto decorreu de entraves institucionais internos à Petrobrás, pois mesmo o Cenpes tendo conseguido desenvolver um conceito inédito que permitia a plataforma conter e sustentar um maior volume de equipamentos, mostrando-se de acordo com os requisitos estipulados pelo Departamento de Produção da Petrobrás, a proposta foi rejeitada pelo mesmo. A razão derivou da força da rotina de transformar plataformas de perfuração para produção, as quais se encontravam em abundância mercado e conseqüentemente a um preço reduzido (Furtado & Freitas, 2004). A retomada da divisão de projetos básicos do Cenpes em projetar uma nova plataforma ocorreu apenas no início de 2005, em parceria com mais três empresas: duas nacionais e uma estrangeira.

Apesar da não conclusão do projeto, como no caso do *manifold*, o Cenpes ampliou seu estoque de conhecimento diante do maior domínio de cada tecnologia instalada na plataforma, afinal, para criar uma nova concepção de plataforma foi necessário primeiramente dominar e adaptar cada uma das tecnologias convencionalmente utilizadas. Isto pode ser percebido pela maior eficiência do Deper na conversão das plataformas de perfuração, o que além de proporcionar significativos ganhos econômicos, trouxe a capacitação de “esticar” a profundidade de prospecção destas plataformas. Outra externalidade gerada pelo aprendizado da nova plataforma foi a maior capacitação de modelagem computacional da empresa, pois uma das atividades intensamente empregadas pelo Cenpes foi modelar e projetar como deveria ser constituído o casco e os flutuadores da nova plataforma sob as mais diversas condições ambientais (Petrobrás, 2005 a; Furtado & Freitas, 2004).

4.2.4 - Técnicas de Lançamento de linhas flutuantes e umbilicais.

As linhas flutuantes interligam as ANMs e eventualmente o *manifold* com o propósito de realizar o transporte do petróleo entre os equipamentos. O umbilical é o cabo conectado ao equipamento *subsea* que serve para transmitir os comandos da plataforma até os equipamentos. Na instalação de ambos os equipamentos o grau de dificuldade aumenta conforme a profundidade de instalação é majorada, pois além da ausência de mergulhadores, a pressão e fluxo submarino trazem implicações no lançamento, como o “enrolamento” dos cabos caso a técnica não esteja em conformidade com as condições ambientais proferidas.

A respeito do método de lançamento das linhas em campos onde os mergulhadores não poderiam chegar (*diverless*), uma necessidade projetada desde 1983 através dos problemas decorrentes no campo de Piraúna (RJ), uma nova metodologia foi desenvolvida no Campo de Marimbá. O campo localizado em lâminas d’água entre 350 e 650 metros é considerado um laboratório para a equipe do PROCAP 1000, pois serviu de teste e utilização de diversas tecnologias referentes ao SPF, demonstrando-se, portanto, de base para o **aprendizado pela tentativa e pelo uso** dos pesquisadores da companhia em técnicas de lançamento (Sindipetro, 1999). O principal exemplo talvez tenha sido o novo método de instalação de linhas flutuantes e umbilicais em profundidades que não poderiam utilizar o tradicional método de conexão *Pull In*⁸⁰ (flexão lateral), devido à impossibilidade dos mergulhadores prestarem seus serviços. O novo método foi chamado de *Lay-Away Guideline*. O quadro 6 condensa os tipos de aprendizado envolvidos com esse projeto.

⁸⁰ “Este método consiste em colocar a extremidade da tubulação ou da linha flutuante numa área preestabelecida devidamente dimensionada, e, então, deslocá-la lateralmente em direção a uma estrutura – que pode ser uma base ou um *template* para um alinhamento final e conexão.” (Costa, 1990)

Quadro 6 – Técnica de Lançamento de Linhas Flutuantes para Águas Profundas.

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	Inexistente, pois esta foi uma inovação radical.
Aprendizado pelo Uso	Testes de lançamento de protótipos na Coppe/UFRJ; Teste de lançamento no Campo de Marimbá.
Aprendizado pela Tentativa	Foram testadas diferentes combinações a partir de hipóteses geradas por um programa matemático.
Aprendizado pela Interação	Apoio da Cosipa e Usiminas em testes de resistência de materiais.

Fonte: Dados elaborados pelo autor a partir de Sindipetro, 1999; Werneck, 2006.

O desenvolvimento da nova técnica além de não poder partir de um conhecimento previamente estabelecido, pois inexistiam técnicas de lançamento de linhas flutuantes para águas profundas, contou unicamente com participação interna, como o Depro e obviamente o Cenpes. A função básica do Cenpes, além da coordenação do projeto, foi desenvolver um software⁸¹ com o apoio do departamento de Tecnologia e Informação, no intuito de antecipar uma conjunção de hipóteses que combinassem peso e diâmetro das linhas com a distância da embarcação de lançamento da plataforma, entre outros fatores. Já o Depro (Departamento de Produção) foi encarregado de analisar a confiabilidade⁸² no lançamento dos equipamentos, tendo de utilizar o tanque de testes no Laboceano (Coppe/UFRJ) e com a colaboração da Cosipa e Usiminas na pesquisa sobre a resistência e composição de materiais, demonstrando o aspecto do **aprendizado pela interação**, mesmo que parcialmente.

No Laboceano foi desenvolvido um protótipo das linhas, que permitiu o uso sistemático das hipóteses formuladas pelo Cenpes, caracterizando a constituição do *know how* da empresa através do aprendizado **pelo uso** (o protótipo) e **pela tentativa** (diferentes combinações foram testadas). A pesquisa, no entanto, não consistia unicamente em

⁸¹ Este pode ser considerado um importante exemplo de capacitação do Cenpes em elaborador softwares de modulação matemática, diante da grande variedade de variáveis que deveriam ser inseridas num mesmo modelo, como força do empuxo; movimento não linear das correntes marítimas; diversos materiais com pesos, volumes e elasticidades diferentes, etc. O aprendizado realizado pela equipe serviu de base para outros empreendimentos futuros na área de modelação matemática e computacional.

⁸²

desenvolver um novo método de lançamento, mas também na padronização de procedimentos e das linhas flexíveis (linhas flutuantes e umbilicais). Inclusive, o conhecimento gerado nesse projeto contribuiu para a empresa impor um padrão nos equipamentos e peças fornecidas por diversos fornecedores, que até então, a empresa era obrigada a adaptar.

O projeto foi finalizado com o lançamento de umbilicais e linhas flutuantes no Campo de Marimbá (385 e 492 metros), sem nenhum desastre e sem alterações das premissas estipuladas no Laboceano, demonstrando que o aprendizado pelo uso com protótipos foi amplamente satisfeito. Posteriormente outros métodos foram desenvolvidos, tornando a Petrobrás a empresa com maior domínio operacional de instalação de equipamentos *subsea* da indústria do petróleo. Esse *know how* foi reconhecido pela OTC como um dos principais fatores que levaram a Petrobrás a receber o prêmio OTC 1992 (Furtado, 1996).

Entretanto, a conexão dos equipamentos não pôde ser plenamente satisfeita por métodos de instalação, pois as instalações e conexões devem ser auxiliadas por veículos (robôs) de operação remota (VOR ou ROR). Na tentativa de reduzir os custos de aquisição dos VORs, a Petrobrás contratou a empresa brasileira Consub para desenvolver um robô nacional. Diante da complexidade do desafio, a Consub teve de incorrer em um forte processo de **aprendizado pela interação** por intermédio da realização de uma micro rede de parceiros entre empresas e institutos de pesquisa, num total de oito integrantes. A empresa conseguiu entregar dois veículos para a Petrobrás. No entanto, a eficácia destes VORs ficou aquém do esperado, pois um deles se perdeu no mar e outro não funcionou. Tais deficiências fizeram a Petrobrás alterar sua política de compras: ao invés de comprar os VORs a empresa passou a alugá-los. A Consub, por sua vez, adquiriu competência o suficiente para se tornar uma importante fornecedora da Petrobrás (Furtado, 1996; Furtado & Freitas, 2004). Esta capacitação da Consub pode servir de exemplo de como as empresas fornecedoras da Petrobrás, de modo similar à companhia, também tiveram de passar por um intenso processo de aprendizado para poder servir as especificações e qualificações da cliente.

Todas as tecnologias e técnicas apresentadas até o momento foram desenvolvidas de acordo com as propostas realizadas no início do programa, mas nem todas as inovações geradas no PROCAP 1000 estiveram inclusas em tais projetos. Isto porque, a Petrobrás sempre se mostrou aberta à aquisição de tecnologias úteis para o desenvolvimento de seu sistema de exploração de petróleo em águas profundas.

Um dos exemplos decorreu de um projeto criado pela Petrobrás no final do PROCAP 1000, chamado de “Garantia de Escoamento” (*Flow Assurance Project*). Um dos objetivos do projeto foi desenvolver métodos de previsão, prevenção e remoção de detritos (como parafina) e material avariado nos equipamentos de escoamento de petróleo. O exemplo em questão foi uma externalidade do avanço no conhecimento científico gerado pelo Grupo de Magnetismo e Materiais Magnéticos do Departamento de Física da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Estes desenvolveram o conceito de “magnetoimpedância gigante”, um tema estudado em todo mundo e que “*é uma propriedade que certos materiais apresentam que os tornam capazes de conduzir mais ou menos corrente elétrica alternada quando um campo magnético é aplicado ao material. As variações de corrente são importantes, podendo chegar a mais de 200%, mesmo com campos magnéticos pequenos.*” (INPI, 2005). A mesma equipe, a partir deste novo conceito científico, desenvolveu um sensor magnético no final de 1991 que era capaz de detectar falhas em dutos de petróleo. O sensor compõe parte do *pig*⁸³ e quando este se desloca no duto, o sensor gera e envia um sinal a um computador na plataforma que decodifica a magneto-impedância em cada espaço do duto, permitindo detectar locais com algum tipo de falha.

Esta ferramenta passou a ser utilizada pela Petrobrás como um dos dispositivos para evitar desastres ambientais. Aqui, a Petrobrás incorporou ao seu conhecimento uma nova tecnologia sem a necessidade de realizar um aprendizado anterior, isto porque, a tecnologia foi desenvolvida externamente e adaptada para as condições da Petrobrás.

Em meio a diversos projetos, além dos apresentados aqui, o processo de capacitação da Petrobrás viabilizou a instalação em 1991 e 1992 duas plataformas com equipamentos *subsea* em profundidades recordes de 721 e 781 metros, ambos no campo de Marlim. Mesmo não alcançando a profundidade estabelecida de 1000 metros, o sistema tecnológico desenvolvido foi responsável pela execução do objetivo, pois a partir dos mesmos conceitos, outra plataforma foi instalada no mesmo campo a uma profundidade de 1.027 metros em 1994. A Petrobrás conseguiu, portanto, essencialmente a partir da absorção e adaptação do conhecimento tecnológico já existente, alcançar seu objetivo e se tornar uma das empresas líderes na atividade de exploração de petróleo em águas profundas.

⁸³ Esta é uma peça em forma de um míssil, de aproximadamente dois metros de comprimento, que se desloca dentro do duto e o lubrifica. E por ficar sempre sujo, levou o nome de *pig*.

E foi com base nos sucessos do programa que a empresa deu início a uma nova fase do PROCAP, com objetivos maiores e com uma estratégia diferente de formação de seu conhecimento, como será apresentado no próximo capítulo.

4.3 CONCLUSÕES PARCIAIS.

A inserção da Petrobrás no cenário de exploração de petróleo em águas profundas foi originada, portanto, pela influência de fatores exógenos à firma: o descobrimento de campos submersos gigantes a profundidades além da capacitação da firma e o contra-choque do petróleo.

Assim, a descoberta dos campos gigantes, o impacto do contra-choque, a restrição de reservas de petróleo *onshore* e a ausência de tecnologias prontas para explorar estes campos gigantes, fizeram do progresso tecnológico endógeno, através de um processo interno e local de aprendizado, em um imperativo a ser mantido. Tal desafio fez a empresa romper com a rotina de “desempacotamento” da tecnologia importada, passando para um patamar de absorção e adaptação de conhecimento externo. Isto transmutou a filosofia da empresa de aquisição de tecnologia pronta para a criação de um sistema exploratório próprio.

A estratégia da empresa em superar sua condição de importadora de tecnologia não foi pelo desenvolvimento de tecnologias inéditas, pois ainda não possuía uma base de conhecimento ampla e diversificada o bastante, mas sim pelo desenvolvimento adaptativo do conhecimento externo às condições locais. Sendo que a participação de parceiros externos foi de fundamental importância, afinal estes foram os responsáveis pelo repasse do conhecimento existente. Assim, a absorção e adaptação do o conhecimento fizeram com que a trajetória tecnológica desenvolvida pela Petrobrás evoluísse principalmente pelo **aprendizado decorrente do uso do conhecimento existente**. Esta característica, no entanto, não está restrita à análise tradicional do “aprender pelo uso” de uma tecnologia, mas por uma maneira mais genérica, ou seja, pelo aprender pelo conhecimento já aplicado por outros agentes.

Em consequência direta desta estratégia, a trajetória tecnológica foi aperfeiçoada e expandida principalmente por inovações incrementais. A empresa conseguiu alcançar seus objetivos de explorar campos em até 1.000 metros de profundidade e logrou uma condição de liderança em tecnologia e procedimentos *subsea* em todo segmento *offshore*, ao explorar pioneiramente campos localizados até 1.000 metros de profundidade.

Para formar este conjunto sofisticado e complexo de tecnologias, o Cenpes definiu e inseriu rotinas de pesquisa para facilitar e até mesmo viabilizar o empreendimento. E isto foi conseguido principalmente pela criação da CIAP, a principal responsável pela organização e a orientação do processo de aprendizado multidisciplinar dentro da P&D do PROCAP. O aprendizado derivou fortemente da interação com os agentes externos, com isso os esforços de coordenação da pesquisa foram ainda mais relevantes e complexos, pois esses agentes provavelmente estariam acostumados a outros padrões de pesquisa.

Mas o aprendizado pela interação não descartou a presença dos demais tipos de aprendizado. Foi através de todos os aspectos do aprendizado que a empresa conseguiu internalizar grande parte do *know how* respectivo à trajetória SPF. E além do aprendizado da Petrobrás, os parceiros da Petrobrás também evoluíram em suas respectivas competências, como exposto no caso da empresa Consub, o que foi de fundamental importância para a Petrobrás dar prosseguimento aos seus objetivos no PROCAP 2000, diante da necessidade de parceiros ainda mais capacitados.

De qualquer forma, o PROCAP 1000 serviu para dar início ao desenvolvimento endógeno e sistemático da capacitação da empresa na trajetória do Sistema de Produção Flutuante. E concomitante a este programa, empresas e instituições de pesquisa começaram a tecer uma grande rede de colaboração e interação, através de competências múltiplas, com posições diferenciadas, o que pode ser classificado como as condições iniciais necessárias para a formação de um sistema setorial de inovações. Esta rede de parceiros e fornecedores para atender às exigências da Petrobrás mostrar-se-á de fundamental importância para que nas fases posteriores do PROCAP a Petrobrás possa galgar condições ainda mais avançadas dentro do sistema de exploração de petróleo *offshore*. Tornando a companhia brasileira uma das responsáveis pela manutenção da fronteira do conhecimento da indústria *offshore* mundial.

5. UM NOVO ESTILO DE CONDUZIR OS AVANÇOS NA TRAJETÓRIA EM SPF NO PROCAP 2000: uma trajetória desenvolvida pela criação de conhecimento.

Introdução

O PROCAP 2000 foi iniciado em 1993 e finalizado em 1999 com a consecução de seus objetivos. Os objetivos gerais da segunda fase foram a ampliação da profundidade de prospecção para os 2000 metros e a redução nos custos de produção dos campos já explorados, demonstrando que esta fase, em certa medida, foi um prolongamento do PROCAP 1000. Além desses objetivos comuns à primeira fase, a segunda fase, como ressaltaram Furtado & Freitas (2000), também possuiu a incumbência de realizar um monitoramento internacional contínuo do *estado da arte* do conhecimento *offshore* e por conseqüência, reconhecer os principais formadores do conhecimento do segmento, logo, tal objetivo pode ser compreendido como um estímulo à constituição do *know who* da empresa.

Outro importante diferencial entre as duas fases foi o distinto perfil da trajetória na segunda fase. Pois inversamente ao ocorrido no PROCAP 1000, a trajetória tecnológica na nova fase do programa foi marcada por inovações radicais, conforme constataram Bruni (1999) e Furtado & Freitas (2000), além da confirmação de Minami (2006). O caráter radical pode ser atribuído, em parte, pela busca de tecnologias inéditas que superassem os novos desafios até então nunca explorados. Isto facilitou à Petrobrás adotar novas soluções técnicas, inserindo a empresa num papel mais ativo no desenvolvimento de conhecimento *offshore* de fronteira.

O novo perfil da trajetória esteve vinculado aos objetivos mais complexos da segunda fase e conseqüentemente à necessidade de gerar conhecimentos inéditos para superar as novas dificuldades. Em conseqüência, o aprendizado na segunda fase do PROCAP, em vez de ser formado pelo uso do conhecimento, passou a ser calcado pelo “fazer” conhecimento de fronteira.

Desta forma, este capítulo irá apresentar algumas das inovações radicais e principalmente o processo de aprendizado tangente ao PROCAP 2000.

5.1 AÇÕES INSTITUCIONAIS PARA ESTIMULAR E ORGANIZAR O PROCESSO DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS NO PROCAP 2000.

A segunda fase do PROCAP foi iniciada com um menor número de projetos, pois enquanto na primeira fase foram 109 projetos, na segunda foram 40 projetos. Este número reduzido de projetos de pesquisa proveio da maior condição de seletividade dos departamentos, permitindo supor o avanço no processo de aprendizado da empresa em relação à definição dos critérios relevantes a serem investigados.

Para executar os 40 projetos a CIAP desenvolveu uma nova função, a realização de um exercício de comparação entre as tecnologias desenvolvidas na 1ª fase com as tecnologias a serem desenvolvidas. Assim, antes do início das atividades os consultores deveriam analisar os novos projetos em comparação aos sistemas convencionais utilizados pela empresa para, posteriormente, tecer recomendações no sentido de indicar ou não os novos projetos como alternativas técnico-econômicas às tecnologias passadas. Logo, as novas alternativas de exploração apenas deixariam a condição de projeto para ser um objeto de estudo quando apresentassem potencial para concorrer com as tecnologias já difundidas, principalmente em relação à redução de custos operacionais. Esta nova atividade da CIAP de averiguação comparativa da viabilidade dos projetos de pesquisa acabou se tornando uma rotina dentro do Cenpes.

Além desta pré-averiguação, outra função ou rotina introduzida pela CIAP foram as análises trimestrais dos projetos aprovados, no intuito de comparar se estes estavam de acordo com as condições estipuladas na fase inicial do projeto (Gioseffi *et alli*, 2005). Com isto, além de se analisar a eficiência dos projetos, permitia-se verificar se as tecnologias com algum tipo de relação, como *manifold e ANM* ou ANM e linhas flexíveis, etc, obedeciam a um mesmo padrão. Para realizar esta nova incumbência, a CIAP criou uma subcomissão formada por departamentos diretamente envolvidos com a execução dos projetos de pesquisa.

Ainda neste contexto de verificação, foi criada outra rotina dentro do Cenpes/PROCAP, a realização de reuniões anuais de reavaliação dos projetos. Os coordenadores de cada projeto apresentavam aos demais departamentos os resultados alcançados e as principais metas a serem realizadas nas próximas etapas. As reuniões serviam, portanto, para os departamentos compartilharem e demonstrarem seus respectivos

know hows e *know who*. Esse último referia-se tanto ao reconhecimento dos departamentos internos envolvidos em cada projeto, quanto às parcerias externas requisitadas. Outro resultado dessas reuniões foi o fornecimento de documentos de referência por parte de cada coordenador de projeto, estabelecendo soluções para problemas técnicos e comerciais de uso corrente nas relações entre parceiros econômicos, científicos, técnicos e sociais (Maia & Barros, 2003).

Por fim, outra função adicionada às atividades da CIAP foi a introdução do programa de gerenciamento de processos – API RP-75, criado pela *American Petroleum Institute*, de acordo com a *International Organization of Standardization* (ISO). O API RP-75 institucionalizou práticas mais seguras de operações e equipamentos de explorações de petróleo em águas, visando a promoção de segurança operacional, proteção ambiental e saúde ocupacional durante as operações de petróleo e gás em instalações marítimas. Os tópicos de segurança nos processos *offshore* contidos neste relatório tornaram-se um hábito incorporado por diversas companhias e organizações de petróleo⁸⁴, inclusive para uma maior facilidade de comercialização de conceitos ou equipamentos *subsea* mundo afora (Maia & Barros, 2003).

Para endogenizar as premissas operacionais do API RP-75, a Petrobrás implementou o programa SSM – Segurança, Saúde e Meio Ambiente – e incumbiu alguns dos funcionários da empresa para se especializarem nesses temas. Esses funcionários seriam responsáveis pelas auditorias de SSM nos projetos, bem como a realização de *workshops* internos para potencializar a difusão das técnicas de segurança de vida e de meio ambiente. Para atingir maior eficiência essas auditorias não se mostraram restritas às instalações de produção e seus equipamentos, mas também na conferência das diretrizes dos projetos, ou seja, antes mesmo da construção dos equipamentos. A conferência dos aspectos do API RP-75 se tornou, então, uma rotina de gestão na condução dos programas de desenvolvimento tecnológico da empresa.

Os resultados auferidos pelas alterações institucionais, somados à maior experiência e complexidade do conhecimento da companhia, formados na primeira fase do programa, foram fundamentais para a evolução da trajetória na aquisição de novos conhecimentos científicos e tecnológicos. Ademais, através das antigas e novas incumbências do CIAP, as

⁸⁴ Em 1997, 60 empresas se associaram e criaram a Joint E&P Fórum, com o compromisso de seguir as práticas recomendadas pela API RP-75.

atividades de pesquisa puderam ser mais bem executadas pelo Cenpes/PROCAP durante a segunda fase do programa.

5.2 PROCESSO DE APRENDIZADO TECNOLÓGICO RESPONSÁVEL PELA CAPACITAÇÃO DA PETROBRÁS EM TECNOLOGIA *OFFSHORE* NO PROCAP 2000.

As principais inovações e ações do PROCAP 2000 foram: i - Equipamentos Subsea: desenvolvimento, instalação e operação de um sistema de bombeamento centrífugo submarino (BCSS – Bomba Centrífuga Submersível); desenvolvimento do Sistema de Bombeamento e Separação Multi-fásica (VASP) e projeto conceitual de Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H); ii - Exploração: desenvolvimento da técnica de perfuração de petróleo em campos de grande amplitude horizontal e alternativas para facilitar a exploração de petróleo em águas ultra-profundas – Sistema de Geração de Nitrogênio; iii - Embarcações & Ancoragem: novo sistema de amarração; novos sistemas de ancoragem; estaca torpedo; âncora vertical; desenvolvimento, instalação e operação do sistema de conexão vertical; iv - Base de Dados: Prosseguimento na aquisição e processamento de dados geológicos e ambientais da Bacia de Campos em profundidades de até 2000 metros. E serão algumas dessas inovações a serem analisadas neste capítulo.

5.2.1: Equipamentos *Subsea* - VASP (*Vertical Annular Separation and Pumping System*).

Uma importante externalidade decorrente da criação do *manifold* foi o domínio em relação ao procedimento tecnológico de bombeio e separação multifásica de petróleo e gás⁸⁵, isto porque, essa tecnologia pode ser acoplada internamente ao *manifold* ou conectada externamente. A tecnologia desenvolvida com o nome de VASP (*Vertical Annular Separation and Pumping System*) serve principalmente como sistema de separação multifásica⁸⁶ (petróleo, gás, água e detritos), mas também como sistema de bombeio externo ao poço, pois em alguns casos também é necessário o bombeamento dentro do poço. As características condizentes ao desenvolvimento dessa tecnologia são demonstradas no quadro 7.

⁸⁵ O petróleo e o gás são bombeados separadamente, reduzindo custos de produção, por dispensar o processo de separação na plataforma e/ou refinarias. Este tipo de equipamento é instalado dentro do *manifold*.

⁸⁶ O procedimento de separação multi-fásica consiste na operação de pré-separar o gás do petróleo, controlando (peneirando) o fluxo de detritos (geralmente areia) e água no processo de prospecção.

Quadro 7 – Projeto do Sistema de Bombeamento e Separação do Petróleo (VASP)

Formação do Conhecimento	1ª fase	2ª fase	3ª fase	4ª fase
Atividade	Foi iniciado pela AGIP – Multicliente. Nesta fase foi desenvolvido o <i>know why</i> sobre separação	Comprovação Metodológica	Criação de Protótipos	Uso da Tecnologia
Aprender pelo Uso				Desistência da AGIP e alterações no tamanho dos conectores.
Aprender pela Interação Externa	Unicamp – desenvolver <i>know why</i> via Conhecimento Codificado.		Além do relacionamento externo (AGIP) teve difusão de conhecimento no Cenpes.	
		Petrobrás – Envio de pesquisadores para AGIP		
Aprender pela Pesquisa		Busca pela composição ideal da tecnologia para a separação do petróleo - MULTLAB		
Aprender pela Tentativa			Criar protótipos com diferentes formas e tamanhos	

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Minami (2006).

O VASP foi considerado uma inovação radical, pois mesmo existindo no período bombas multifásicas disponíveis no mercado, a Petrobrás resolveu desenvolver um conceito próprio para que a tecnologia fosse projetada e adaptada às condições geológicas de campos ultra-profundos. As especificidades conquistadas pela equipe, como o *design* vertical inédito e os princípios físicos e químicos envolvidos, tornaram, portanto, o VASP uma inovação radical.

O projeto não foi inicialmente criado pela Petrobrás, mas sim pela companhia italiana de petróleo AGIP, a qual diante do interesse da companhia brasileira pela tecnologia de separação de petróleo criou um contrato de colaboração de parceria de pesquisa, tornando-o um projeto multicliente⁸⁷. A Petrobrás ingressou apenas na 2ª fase do projeto, relativa à comprovação da metodologia laboratorial. Assim, em decorrência do atraso, para acelerar o

⁸⁷ O projeto multicliente é aquele onde uma operadora convida outras operadoras para o desenvolvimento de tecnologias em conjunto. O objetivo da AGIP neste projeto, no entanto, não era o mesmo da Petrobrás, mas sim desenvolver uma tecnologia que permitisse explorar campos submarinos sem o auxílio de plataformas, pois a bomba projetada permitiria que o petróleo fosse transferido para alguma embarcação de estocagem ou uma unidade em terra, uma espécie de Sistema de Produção Antecipada. (Pagot, 1996)

aprendizado e para se capacitar na técnica de separação, que foi o tema da primeira fase, a companhia brasileira teve de recorrer ao apoio acadêmico, pois a técnica dependia de soluções provenientes da ciência fundamental, ou seja, de um conhecimento eminentemente do tipo *know why*. A universidade em questão foi a Unicamp, via profissionais do Cepetro, os quais receberam informativos técnicos da AGIP para facilitar a condução das pesquisas.

Em relação ao estabelecimento do *know why* destacado acima, as atividades foram lideradas e realizadas em sua grande maioria apenas por profissionais do Cepetro, como engenheiros mecânicos e químicos, cabendo também a estes realizar o processo de transferência do conhecimento gerado para os profissionais do Cenpes⁸⁸. Para formar o *know why* requisitado, praticamente não existiu a interação entre a instituição de pesquisa paulista e a companhia italiana, caracterizando um fraco **aprendizado por interação** neste momento, pois a transferência do conhecimento dos procedimentos científicos foi dada essencialmente por intermédio do **conhecimento codificado** (relatórios e informativos) da AGIP para a Unicamp. Além desta transferência, a Unicamp teve de recorrer fortemente ao **aprendizado pela pesquisa**, pois grande parte do aprendizado local da instituição ocorreu no MULTLAB (Laboratório de Fenômenos Multifásicos da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp), através de testes laboratoriais (Minami, 2006).

Além dessa aliança institucional, a Petrobrás enviou técnicos ao laboratório da AGIP na Itália. O trabalho durou aproximadamente 20 meses e diferente do acontecido entre a relação da Unicamp com a Agip, aqui houve um forte **aprendizado por interação** no intuito de permitir a rápida endogenização do conhecimento por parte dos pesquisadores brasileiros, o que pode ser comprovado, na opinião de Minami (2006), pelas contribuições e avanços proporcionados por estes pesquisadores em relação aos procedimentos operacionais da tecnologia, já no final da 2ª fase.

Na terceira fase das pesquisas, após o nivelamento do conhecimento, deu-se início às atividades de projeção no tanque submarino de testes da AGIP. Nesta fase, os técnicos, apoiados na garantia de funcionamento da nova técnica de separação (1ª e 2ª fase), puderam propor diversas formas e tamanhos para o equipamento, demonstrando assim o aspecto do **aprendizado pela tentativa** juntamente com o **aprendizado pela interação** nesta fase do projeto. Para compartilhar as novas informações com os pesquisadores locados no Cenpes,

⁸⁸ Foram realizados *workshops* no Cenpes, onde os profissionais da Unicamp puderam repassar o conhecimento gerado. Aqui, participaram também, os técnicos que estavam na Itália. (Minami, 2006)

os engenheiros da Petrobrás na Itália retornavam periodicamente para o Brasil. Assim, os pesquisadores localizados no Cenpes puderam se habituar e, sobretudo, realizar pesquisas a serem aproveitadas, posteriormente, na Itália. No final desta fase, os técnicos do projeto multicliente já haviam formado a estrutura da tecnologia, inclusive indicaram um formato tubular vertical para a tecnologia operar otimamente nas condições almejadas.

A 4ª fase consistia na construção e uso da tecnologia por um tempo antes do início da produção em escala comercial. No entanto, o projeto multicliente foi extinto antes do início desta fase, devido à desistência da AGIP pela tecnologia. Assim, esta fase ficou unicamente a cargo da Petrobrás. Não houve grandes entraves por causa disto, devido à familiarização dos técnicos da companhia com esta tecnologia. Em pouco tempo foi criado o primeiro modelo do VASP e testado na Bacia de Campos, mais especificamente no campo de Marimbá. Estes testes, por terem acontecido no Brasil, foram vantajosos à Petrobrás, por evitarem a eventual necessidade de se realizar novas adaptações às condições locais. As poucas alterações provenientes do **uso** da tecnologia foram relativas ao tamanho dos conectores das linhas flutuantes (responsáveis pelo transporte do petróleo entre a ANM ou *manifold* para o VASP), os quais foram reduzidos para melhorar a conexão.

Foram identificadas quatro fases de pesquisa para a construção e testes finais da tecnologia do novo separador que foi aplicado em diversos campos a partir do final da década de 90. Podem ser destacados, respectivamente, quatro tipos de aprendizados mais influentes na condução das pesquisas em cada fase: Na 1ª fase – **aprendizado pela pesquisa** e pela difusão do conhecimento codificado; 2ª fase – **aprendizado pela interação** entre os pesquisadores do Cenpes com os pesquisadores da AGIP; 3ª fase – novamente o **aprendizado pela interação** e principalmente o **aprendizado pela tentativa**, pela experimentação de diferentes tamanhos e formatos do VASP, no laboratório da AGIP; 4ª fase – **aprendizado pelo uso** após os testes com o primeiro VASP no campo de Marimbá.

5.2.2: Equipamentos *Subseas* - Bomba Centrífuga Submersível (BCSS).

O BCSS é uma tecnologia necessária em campos formados por petróleo mais viscoso e pesado e por causa disso há a necessidade de uma tecnologia a ser instalada no interior do poço para auxiliar no bombeamento/elevação do petróleo até a ANM ou *manifold*.

Após a complexa instalação no poço, a bomba é acionada por um motor elétrico e realiza a atividade de bombeio em sentido centrífugo⁸⁹, elevando o petróleo até a ANM ou *manifold*. A partir deste momento, outra bomba interligada ao *manifold* irá finalizar a prospecção, bombeando o petróleo até a plataforma (ou embarcação de suporte ou monobóia). Desta forma, a BCSS é uma tecnologia que exerce semelhante função dos procedimentos de injeção de água ou gás⁹⁰ nos poços, mas esta tecnologia de bombeamento centrífugo ganha destaque por ter um melhor desempenho em condições mais extremas, como poços em condições marginais⁹¹ ou poços com grande amplitude horizontal⁹². Conforme as condições do reservatório, a companhia utiliza no sistema de bombeamento do poço tanto a injeção de ar ou gás quanto o BCSS, como na produção em poços localizados a uma grande distância da plataforma (Assayag *et al*, 2000).

Então, para facilitar e até mesmo viabilizar economicamente e/ou tecnicamente a exploração de poços em condições mais adversas, a Petrobrás teve de desenvolver uma tecnologia inédita. A companhia, em conformidade com Minami (2006), considera esta uma inovação radical, pois mesmo existindo outras tecnologias para o mesmo fim e até mesmo com alguns princípios semelhantes, a BCSS foi formada com algumas especificidades pioneiras, como: movida à energia elétrica a partir de um gerador local e por força hidráulica e não mecânica. No quadro 8 são descritos alguns fatores vinculados à formação dessa tecnologia.

⁸⁹ Este mecanismo gera um campo centrífugo para produzir acelerações de ordens de grandeza superiores à aceleração gravitacional. (Filho *et al*, 2003)

⁹⁰ O procedimento de injeção de água ou gás no poço também serve para elevar artificialmente, ou manter, a altura do petróleo dentro do poço, mantendo assim as condições ambientais do reservatório.

⁹¹ Isto geralmente acontece quando existe pouco petróleo e, provavelmente, muita água dentro do poço a ser explorado, o que altera diversos fatores geológicos, dificultando, portanto, o processo de bombeamento de petróleo.

⁹² Nos poços horizontais, a perda de pressão do poço é maior do que em poços verticais.

Quadro 8 – Projeto da Bomba Centrífuga Submersível (CBSS)

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	Conhecimento em tecnologias de bombeamento centrífugo. <i>know how</i> de instalação <i>know why</i> em sistema de vedação <i>know who</i> – Bombas = Weir Pumps e Stothert Cabos = Pirelli e Bergen
Aprender pelo Uso	Albacorra – 80 metros – testar viabilidade econômica e tecnológica.
Aprender pela Interação Externa	Weir Pumps e Stothert (fornecedora de bombas) – auxílio em relação à potência das bombas.
	Engenheiros Mecânicos e equipamentos centrífugos e centrípetos na Coppe.
Aprender pela Pesquisa	Reconhecimento da superioridade da força centrífuga

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Messina (1995) e Minami (2006).

Após a aprovação do projeto para ingressar na carteira do programa e determinados os departamentos envolvidos, deu-se início ao processo de aprendizado para o desenvolvimento da tecnologia. Esse aprendizado, mesmo relativo a uma inovação considerada radical, pôde contar com certo **conhecimento acumulado** em tecnologias de bombeio e, conseqüentemente, *know how* de instalação da tecnologia no interior do poço. Esta experiência proveio de um projeto multicliente durante o PROCAP 1000, capitaneado pela empresa de engenharia escocesa Weir Pumps Ltda, que participaram além da Petrobrás outras 16 companhias de petróleo. Mas este projeto teve um breve período de existência, devido à rápida constatação da inviabilidade técnica e econômica do projeto⁹³. Mas a pesquisa ao menos avançou consideravelmente no *know how* de introdução da tecnologia no poço e também no *know why* relativo aos sistemas de vedação e composição dos materiais para melhor resistir às condições internas do poço de petróleo (Minami, 2006; Messina, 1995).

Outro aspecto referente à experiência da companhia foi o fato do Cenpes poder reconhecer mais facilmente alguns dos futuros parceiros da Petrobrás, como o caso de alguns fornecedores de bombas de petróleo (Weir Pumps/Escócia e Stothert/Inglaterra) e de

⁹³ No final deste projeto, que seria de uma bomba instalada internamente, os técnicos ainda não dominavam completamente a ciência fundamental acerca das propriedades da força centrífuga. Além disto, o gerador elétrico submarino e bombeamento sob força hidráulica, não foram empregados nesse projeto.

cabos/conectores elétricos (Pirelli e Bergen/Noruega). Dadas as adversidades comuns aos dois projetos e período relativamente curto entre a execução dos mesmos, a companhia pode verificar quais eram as empresas (possíveis parceiras) mais bem capacitadas para auxiliar a Petrobrás (Minami, 2006; Messina, 1995).

Assim, o Cenpes pôde contar com o conhecimento acumulado para dar início ao projeto do BCSS na forma de *know how* de instalação, *know why* de vedação e composição dos materiais da bomba e do *know who* destacado acima. Entretanto, dado o teor radical atribuído a esta inovação, os tipos de conhecimento previamente adquiridos, mesmo se mostrando importantes, não puderam exercer uma influência muito forte para o resultado final do projeto, tamanha foram as diferenças da nova tecnologia. Era necessário, portanto, selecionar as opções tecnológicas pertinentes à construção de uma nova bomba mais potente do que aquela projetada no projeto multicliente e também para superar o problema de falta de energia (*blackouts*), diante das sucessivas desconexões da bomba com os cabos de energia interligados ao *manifold* (Minami, 2006).

Em relação à potência da bomba, a solução surgiu em grande parte pela interação com as fornecedoras de bomba Weir Pumps e Stothert e principalmente com os pesquisadores da engenharia mecânica da Coppe/UFRJ, pois grande parte dos estudos pertinentes à potência da bomba ocorreu nos laboratórios da Coppe, local onde existiam equipamentos mais propícios à consecução das pesquisas desenvolvidas por realizarem trabalhos centrífugos e centrípetos.

Aparentemente, o conhecimento gerado dentro da instituição carioca pode ser atribuído ao **aprendizado por pesquisa**, pois o novo conhecimento foi constituído principalmente dentro das atividades laboratoriais. E pelo fato desse aprendizado ter sido conduzido por mais de um agente de inovação, supõe-se que a *interação* foi outro fator marcante nessa pesquisa. Os resultados laboratoriais indicaram a introdução da força hidráulica para realizar o bombeamento no sentido centrífugo, melhorando o desempenho da bomba.

Para superar o desafio da perda de energia, o Cenpes pôde agir sozinho, pois contava com uma tecnologia já desenvolvida para os campos *onshore*, a *Electrical Pump*. Assim, o desafio foi adaptar o mesmo princípio para a atividade *offshore*.

Após aproximadamente três anos de pesquisa no Cenpes e na Coppe/UFRJ, a Petrobrás conseguiu fazer seu primeiro protótipo em escala real do BCSS em meados de 1997, dando início à fase de testes de viabilidade técnica e econômica. O protótipo foi instalado em um poço a apenas 86 metros, no intuito de permitir o auxílio de mergulhadores no procedimento de retirada e conexão do equipamento, ampliando assim a facilidade de se realizar o **aprendizado pelo uso**, pois a dificuldade não era propriamente instalar o equipamento, mas testar sua viabilidade. Após alguns meses de aperfeiçoamentos da tecnologia, propiciada pelo **uso** da mesma, foi instalada a primeira bomba centrífuga no início de 1998, num poço do Campo de Albacorra localizado a 1.109 metros da lâmina d água.

A participação dos parceiros da Petrobrás no desenvolvimento da CBSS, segundo Minami (2006), foi fundamental, pois tiveram uma **posição** de importância praticamente igual à **posição** da Petrobrás para a finalização do projeto, ratificando a idéia da importância do **aprendizado por interação** para o êxito deste projeto.

O resultado econômico estimado do CBSS foi uma ampliação de produtividade de até 20% em alguns poços. Entretanto, o equipamento por requerer muita manutenção estimulou o desenvolvimento de outro projeto, o da Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H). A ANM-H que está na “boca do poço” possui uma estrutura de conexão horizontal das válvulas, facilitando seu desacoplamento com o poço, logo, permitindo maior agilidade (menor custo) na retirada da CBSS (Minami, 2006).

5.2.3: Equipamentos *Subseas* - Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H).

A ANM-H foi desenvolvida inicialmente para reduzir os custos operacionais da produção do campo de Roncador. Esta árvore possui muitas especificações diferentes da árvore tradicional, mas não no sentido de um *up grade* tecnológico e sim para permitir uma retirada mais fácil da árvore de sua estrutura fixada na boca do poço, pois muitas árvores tradicionais não foram e não serão substituídas. Essa facilidade condiz com as válvulas dispostas lado a lado da ANM-H e não pela estrutura vertical das árvores tradicionais.

A nova disposição é essencial para campos onde são empregadas as bombas CBSS, pois é corrente a necessidade de retirada deste equipamento submerso no poço para manutenção. Logo, tornou-se vital para a redução de custos e maior rapidez na operação, introduzir adaptações na ANM para que essa fosse mais facilmente retirada. E como na

maior parte das vezes o CBSS é requerido em reservatórios com maior amplitude horizontal, a nova ANM tem um uso mais ostensivo em campos com estas condições.

O novo conceito da ANM-H dentro do Cenpes, no entanto, não derivou de um processo de aprendizado, pois o conceito da ANM-H da Petrobrás surgiu da aquisição e *upgrade* da ANM-H da empresa de engenharia norte-americana Drill-Quip. Para realizar este *upgrade* a Petrobrás contou também com a colaboração de outra fornecedora de ANM da companhia, a Cooper Cameron. Assim, o aprendizado da Petrobrás nesta tecnologia foi praticamente pela **interação** com a fornecedora detentora de prévia capacitação em ANM-H (Soares, 2001; Werneck, 2006).

Como referenciado, as ANM-H acabaram tendo um uso mais intenso em poços de maior amplitude horizontal. Mas para a companhia explorar tais poços foi essencial o domínio da técnica de perfuração horizontal.

5.2.4: Exploração - Técnica de Perfuração Horizontal.

A perfuração horizontal é uma técnica que utiliza motores nas brocas a ponto de permitir a perfuração se curvar em até 90° em um espaço de apenas 100 metros. Essa é uma técnica bastante eficiente para ampliar a viabilidade da perfuração e produção de reservatórios com grande amplitude horizontal ou com algumas particularidades no terreno, como rochas com pouca sustentação vertical (arenito e sal), influenciando, portanto, na estabilidade do poço quando perfurado.

A técnica foi requisitada para a exploração do campo de Roncador⁹⁴, por causa de sua enorme dimensão horizontal e por ser formado principalmente por arenito. A justificativa apresentada pelos técnicos do PROCAP para viabilizar este projeto foi decorrente do **know what** criado na 2ª fase do PROCAP, durante as atividades relacionadas ao estudo das condições geológicas da Bacia de Campos.

Entretanto, antes de reconhecer esta necessidade *offshore*, como existiam campos *onshore* dependentes da perfuração horizontal, a Petrobrás procurou se capacitar nesta tecnologia já no ano de 1987. A capacitação ocorreu via revisão bibliográfica sobre três assuntos relativos à completação em poços horizontais e de inclinação elevada. A integração

⁹⁴ Este é um campo gigante de petróleo (132 Km²), com reservas de 3,3 bilhões de barris de óleo equivalente. (Soares, 2001).

da companhia nesse tema deu-se prioritariamente, portanto, através do **conhecimento codificado**. Mas a falta de sísmicas mais avançadas e de equipamentos mais eficientes impediu que fossem evitados “*os reservatórios de alta transmissibilidade, os de baixa razão entre as permeabilidades vertical e horizontal, assim como as formações cujas propriedades mecânicas sejam incompatíveis com a perfuração de poços horizontais*” (Motta, 1988). Diante da inviabilidade de explorar campos com a técnica de perfuração horizontal devido à falta de competência tecnológica, ficou determinado que a diretriz da companhia seria primeiro investir na aquisição e no desenvolvimento de equipamentos e tecnologias de completação mais complexos, para então dar início à capacitação na técnica de perfuração horizontal. As características relativas à formação do conhecimento sobre a técnica de perfuração horizontal são apresentadas no quadro 9.

Quadro 9 – Projeto da Técnica de Perfuração Horizontal

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	1987 – Revisão Bibliográfica (Conhecimento Codificado) Reconhecimento da falta de sísmicas e competências específicas
Aprender pelo Uso	Roncador – uso da lama e sensores.
Aprender pela Interação Externa	Pesquisadores da Petrobrás na Universidade Imperial da Rússia.
	Statoil – Transferência de Conhecimento para 6 engenheiros da Petrobrás.
	Interação em várias fases – difusão do conhecimento no Cenpes.

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Motta (1988); A tecnologia (2005) e Werneck (2006).

Como a Petrobrás não havia desenvolvido *know how* em técnicas de perfuração horizontal, a retomada do processo de aprendizado foi realizada por meio de dois flancos. O primeiro foi o envio de dois pesquisadores da Petrobrás à Universidade Imperial da Rússia, que além de possuir um curso de perfuração submarina em nível de pós-graduação, auxiliou a Statoil a desenvolver a técnica de perfuração horizontal no Mar do Norte. Alguns dos **princípios científicos**, destacados por Werneck, foram ali desenvolvidos: procedimentos de última geração para detectar a resistência das rochas em perfurações verticais e horizontais e quais os procedimentos básicos para permitir a perfuração horizontal, sem prejuízo para a sustentabilidade do poço. Estes princípios foram em grande parte obtidos durante a realização destes cursos. O outro flanco abordado pela Petrobrás foi o acordo de cooperação

técnica com a Statoil⁹⁵, a qual havia se capacitado pioneiramente nessa técnica para viabilizar a produção de um campo gigante no Mar do Norte. Para isto foram enviados seis técnicos para trabalharem em conjunto com a operadora e algumas das empresas que auxiliaram no desenvolvimento da técnica, como a empresa de engenharia Norsky, num intervalo de vários meses.

Para ampliar a rapidez na formação do conhecimento dentro da companhia, os técnicos enviados para a Noruega voltavam constantemente para o Brasil para apresentarem o que haviam encontrado e dessa forma gerando subsídios para os técnicos locados no Cenpes replicarem a mesma pesquisa localmente. Esta foi uma espécie de **aprendizado por interação** de vários estágios, pois num primeiro momento houve a interação dos técnicos da Petrobrás com os técnicos da Statoil, depois houve a disseminação do conhecimento dentro do Cenpes e a partir de então, novas questões foram geradas e levadas para serem resolvidas conjuntamente no Mar do Norte. Essa metodologia de pesquisas cruzadas, através do contínuo repasse de informações, mostrou-se padrão em pesquisas com a participação de agentes internacionais, como pôde ser observado no projeto do VASP.

Desta experiência a Petrobrás adquiriu o restante de seu *know why* e, sobretudo, o *know how* a respeito da técnica de perfuração horizontal, verificado tanto pelo êxito alcançado na perfuração e produção no campo de Roncador, quanto pelas inovações desenvolvidas localmente. Foram duas as principais inovações realizadas pelos pesquisadores da Petrobrás: 1 – uma adaptação criada pelos pesquisadores da Petrobrás foi utilizar a própria lama do local perfurado para não sobre-aquecer o equipamento, dispensando o uso de outros materiais enviados da superfície; 2 – foram desenvolvidos e instalados sensores na broca capazes de funcionarem até 6.000 metros dentro do solo e a uma temperatura de até 200° C, indicando quando a broca se depara com água ou petróleo (A tecnologia, 2005; Werneck, 2006).

Em relação à substituição do sistema de irrigamento tradicional pelo uso de lama durante a perfuração, esta foi uma técnica desenvolvida após o domínio da companhia na técnica de perfuração horizontal. Esse diferencial surgiu através da observação dos técnicos

⁹⁵ Como destacado pelo Sr. Werneck existe um padrão nos acordos de cooperação entre as operadoras *offshore* de não existir compensações financeiras em troca do auxílio, mas sim, a troca de informações. A moeda utilizada em geral nestes acordos de cooperação é o conhecimento tecnológico. No caso do acordo com a Statoil, a Petrobrás desenvolveu um acordo de transferência de conhecimento acerca do sistema de bombeamento de petróleo centrífugo, também desenvolvido na 2ª fase do PROCAP.

da companhia, em testes locais, da ocorrência de sobre-aquecimento da broca quando a inclinação da perfuração ultrapassava um determinado grau. Como a solução desse entrave veio dos testes locais, sugere-se que o resultado foi decorrente do **aprendizado pelo uso**, afinal a dificuldade e a solução surgiram somente quando a técnica já estava formada e em uso. Desta forma, o início do **aprendizado** foi principalmente oriundo da **interação** (de vários estágios) e finalizado pelo aprendizado pelo **uso**.

As tecnologias apresentadas até o momento, mesmo estando sob o foco dos objetivos de se alcançar os 2.000 metros, não condizem necessariamente com os desafios das águas mais profundas, pois para superar as adversidades provenientes da maior profundidade as principais atividades de pesquisa estavam relacionadas às inovações referentes às Embarcações & Ancoragem. Em relação a isso, as principais inovações estiveram relacionadas aos sistemas de ancoragens, uma vez que não foram desenvolvidos novos conceitos de plataformas ou de FPSOs no PROCAP 2000.

5.2.5: Embarcações & Ancoragem.

Tradicionalmente, a ancoragem de plataformas semi-submersíveis e FPSOs é feita com correntes de aço ou outro produto metálico, sob a forma de catenária⁹⁶. No entanto, com a ampliação da profundidade dos campos explorados e pelo fato da ancoragem requerer uma distância até quatro vezes a profundidade do campo, ou seja, para um ponto de perfuração à 1.500 metros são utilizados aproximadamente 6.000 metros de correntes, surgem três problemas: o congestionamento submarítimo; peso adicional para a plataforma sustentar e maior risco das correntes arrebentarem (Del Vecchio & Meniconi, 1999).

O início dos estudos à procura de um material mais leve para ser usado em ancoragem, em vez das tradicionais correntes de aço, teve início na *Reading University* e *Global Maritime Research*, duas organizações inglesas que já vinham desenvolvendo estudos a respeito de materiais flexíveis factíveis de serem empregados na ancoragem, entre eles: o *nylon*, poliéster e algumas ligas de polipropileno (Del Vecchio & Meniconi, 1999). No quadro 10 é apresentado alguns dos elementos vinculados à formação do conhecimento no material flexível a ser empregado em ancoragens de plataformas flutuantes.

⁹⁶ Ver a forma dessa ancoragem no Anexo II – Figura 8.

Quadro 10 – Projeto em busca do material flexível para ancoragem.

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	<i>Reading University</i> e <i>Global Maritime Research</i> – Pesquisas com materiais flexíveis
Aprender pela Interação Externa	Orientadores do PhD. do engenheiro de materiais Del Vecchio na <i>Reading University</i>
Aprender pela Pesquisa	Busca pela consistência final do material (rodapé 14)
Aprender pela Tentativa	Testes de abrasividade, de ruptura e de fadiga.
Aprender pelo Uso	Através das instalações em ancoragens Taut Legs.

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de (Del Vecchio & Meniconi, 1999) e Minami (2006).

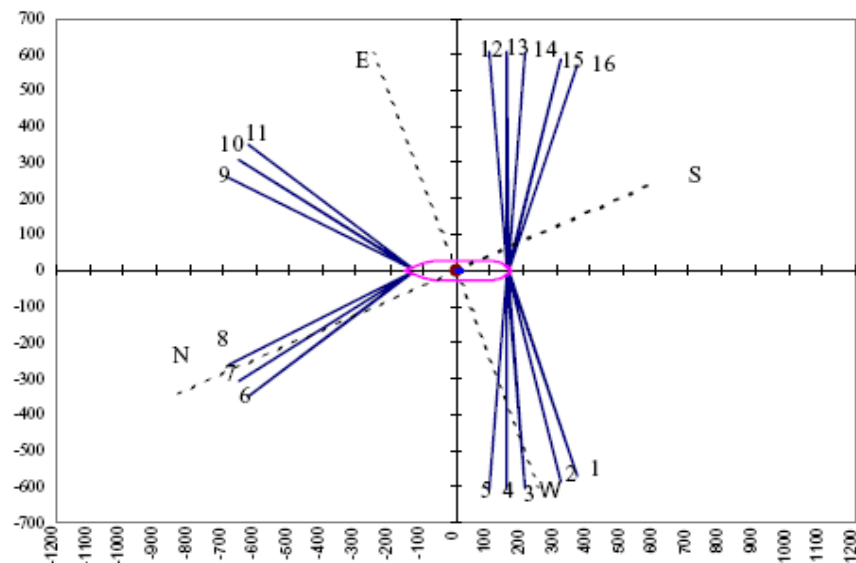
Para concretizar o projeto do PROCAP sobre a ancoragem em águas profundas, o engenheiro de materiais César Del Vecchio realizou seu PhD na *Reading University*. O engenheiro desenvolveu um módulo inédito de poliéster, resistente o suficiente para servir como material da ancoragem mesmo em águas profundas. Del Vecchio alcançou o resultado final após uma longa fase de experimentações laboratoriais, até encontrar a consistência final do material⁹⁷. O pesquisador, portanto, deu início ao seu **aprendizado por pesquisa** em uma organização que estava realizando estudos neste campo de pesquisa e obteve a solução basicamente por intermédio de um sucessivo esforço de **aprendizado por experimentações** (tentativas). Essa pesquisa levou em consideração o custo dos materiais testados, a sensibilidade à abrasividade, a performance em testes de ruptura e fadiga, etc. Essas experimentações, no entanto, por terem sido auxiliadas pelo orientador de Del Vecchio e outros professores da Universidade com algum conhecimento formado nesta área, demonstrou a interface do **aprendizado pela interação** na consecução desse estudo (Del Vecchio & Meniconi, 1999).

Depois de concluídos os estudos voltados para o reconhecimento de novas combinações e propriedades do poliéster (resistência, elasticidade, tenacidade), o novo material foi levado para ser testado nos laboratórios do Cenpes e depois em testes práticos.

⁹⁷ Uma combinação de *polyster* que suporte uma carga de ruptura mínima de 3925 kN; com tenacidade mínima de 0,78N/tex; expansão da camada externa no mínimo de 7 milímetros (Del Vecchio & Meniconi, 1999).

Além disto, o Cenpes almejava empregar o novo material na ancoragem do tipo *taut leg*⁹⁸, como pode ser visto na figura 1. No centro da figura está a embarcação e as linhas demonstram as diferentes posições possíveis dessa ancoragem em metros relacionados ao centro da figura (eixos 0).

FIGURA 1 – Sistema de Ancoragem por *Taut Leg*



FONTE: Del Vecchio & Meniconi, 1999, p. 258.

O objetivo do projeto sobre a ancoragem *taut leg* não visava apenas encontrar o material ótimo para este tipo de ancoragem, mas sobretudo realizar uma classificação das propriedades ótimas do material, concomitante aos diferentes níveis de profundidade e *design* da instalação. A Petrobrás desenvolveu um manual indicando a composição do poliéster e as possíveis combinações de ângulos da ancoragem para cada nível de profundidade. O quadro a seguir demonstra alguns fatores relacionados à constituição do conhecimento sobre a ancoragem *taut leg*.

⁹⁸ Taut Leg significa “perna esticada” e é um sistema de ancoragem que em condições climáticas adversas, que forcem o deslocamento da plataforma para uma direção, os cabos se esticam e impõe uma força contrária, assemelhando uma perna esticada, o que dá nome ao procedimento. Ver formato dessa ancoragem no Anexo II – Figura 10.

Quadro 11 – Projeto do Sistema de Ancoragem *Taut Leg*.

Formação do Conhecimento	Execução
Conhecimento Prévio	Algumas ancoragens em FPSOs e os estudos de Del Vecchio.
Aprender pela Pesquisa	Cálculos Numéricos - Busca pelas posições ideais da ancoragem
Aprender pela Tentativa	Teste de diferentes posições para a realização do manual.
Aprender pelo Uso	Constatação da necessidade de diferentes graus de rigidez da ancoragem na popa e na proa da embarcação, além de usar diferentes composições de poliéster e de ancoragem.
	Através do uso o sistema foi adaptado para plataformas semi-submersíveis.

FONTE: Dados elaborados pelo autor a partir de Del Vecchio & Meniconi, 1999.

Para formar o manual de classificação citado acima foram experimentados diferentes arranjos, entre diferentes composições de poliéster em diferentes locais (com diferentes profundidades). Entretanto, os experimentos provinham das indicações dos cálculos obtidos nas mesas dos engenheiros envolvidos com o projeto. Desta forma, parte do aprendizado que deu conteúdo ao manual derivou de uma forte interconexão entre o **aprendizado pela pesquisa e pela tentativa**. Com base nestes indicativos, o Cenpes no intuito de verificar a confiabilidade dos cálculos e dar início ao seu *know how* em utilizar a ancoragem com o material leve, deu início aos testes propriamente ditos. Através do **aprendizado pelo uso** foi verificado que não bastava alterar o *design* da ancoragem e da composição do poliéster, pois para ganhar maior versatilidade seriam necessários diferentes graus de rigidez da ancoragem na popa e na proa da embarcação.

A primeira instalação da ancoragem de poliéster foi em janeiro de 1995, em apenas “uma perna” da ancoragem da plataforma semi-submersível P-22. Já o primeiro sistema completo de ancoragem com poliéster, através da ancoragem do tipo *taut leg*, ocorreu em 1997 com o FPSO II, no Campo de Marlim a uma profundidade de 1420 metros. Pelo fato do material ser mais elástico do que o aço, reduziu-se o raio de ancoragem para no máximo 1,4 vezes a profundidade. Ainda no mesmo ano, com o conhecimento desenvolvido em relação ao sistema de ancoragem do tipo *taut leg*, a Petrobrás se tornou a primeira companhia a utilizar este tipo de ancoragem (ancoragem completa) em unidades semi-submersíveis, mais especificamente na plataforma P-19, no Campo de Marlim (RJ), situada

a 770 metros de lâmina d'água. Atualmente, a Petrobrás possui 160 Km de poliéster em 152 linhas de ancoragem (Petrobras, 2005 a; Del Vecchio & Meniconi, 1999).

O uso do material mais leve e elástico com o sistema de ancoragem por *taut leg* permitiu uma considerável redução de custos, devido à drástica redução na quantidade de material utilizado decorrente da ancoragem mais próxima da plataforma. As estimativas indicam uma redução de até 25% nos custos de ancoragem a partir do novo conceito, tendo como exemplo algumas plataformas no campo de Marlim, as quais passaram a utilizar o novo conceito a partir de 1997 e tiveram uma redução de U\$ 30 milhões em relação às demais instalações no campo que mantiveram o método convencional de ancoragem (Petrobras, 2005 a).

Para a Petrobrás alcançar esta condição, o conhecimento foi formado em duas grandes fases. Na primeira houve um intenso processo de **aprendizado pela pesquisa e interação** com profissionais da Universidade de *Reading*, formando principalmente o *know why* da empresa em relação ao material de ancoragem, bem como a manipulação do mesmo para diferentes níveis de ancoragem. Já na segunda fase, o aprendizado além de ser mais genérico formou o *know how* do Cenpes sobre o uso do poliéster em ancoragem do tipo *taut leg*. A consolidação desses conhecimentos foi dada pela codificação das informações num mapeamento dos procedimentos e materiais a serem empregados na ancoragem em águas ultra-profundas, sob a forma de uma classificação de técnicas de instalação, de propriedades do poliéster e a acertada disposição da ancoragem.

A codificação do conhecimento não serviu apenas de base para as futuras operações da Petrobrás, pois os conceitos foram difundidos por diversas entidades de regulamentação e classificação da indústria *offshore*, tornando este modelo de ancoragem leve em um modelo a ser seguido por outras companhias de petróleo. Dentre as instituições recomendadoras do uso estão: *API – Recommended Practice for Design, Manufacture, Installation em Maintenance of Synthetic Fiber Ropes for Offshore Mooring*; *ABS (American Bureau of Shipping) – Guidance Notes on “The Application of Synthetic Ropes for Offshore Mooring”* e; *Tension Technology International and Noble Denton Europe “Deepwater Fiver Moorings, an engineer`s design guide”* (Petrobras, 2005 a, p.55). Essa condição de ser uma fonte internacional de conhecimento demonstrou que a Petrobrás nesta segunda fase do PROCAP, diante de um aprendizado mais avançado condizente com a produção de novas

tecnologias, passou a ser um dos canais de informação entre a rede de empresas e organizações não empresariais com atividades voltadas para o segmento *offshore*.

Um dos grandes gargalos na utilização do mecanismo *taut leg* consistiu no custo adicional das operações de manutenção ou de operações que implicavam no deslocamento da plataforma, pois isso implicava na necessidade de se abandonar a ancoragem utilizada. Com isto o setor de Engenharia Submarina em Ancoragem, localizada no município de Macaé (RJ), passou a ser responsável em encontrar uma maneira para solucionar o problema.

Geralmente as soluções tangentes à evolução de sistemas tecnológicos complexos dependem de inovações também complexas. Mas no caso do problema da ancoragem, isto não se verificou, pois a solução proveio de um simples gancho (gancho KS⁹⁹) originado pela idéia de dois engenheiros da unidade de Macaé. Essa é uma tecnologia inédita mundialmente.

Mesmo uma solução relativamente simples não deixou de envolver a pesquisa científica, a qual foi orientada por duas vertentes. A primeira, de caráter estrutural, abordou as dimensões e o material do equipamento. A longa bateria de testes em busca da composição de um material que agüentasse a corrosão e com força necessária para “segurar” as plataformas pode ser compreendida como um processo de **aprendizado** caracterizado pela **tentativa** (teste de diferentes materiais) e pela **pesquisa** (busca laboratorial por um novo conhecimento). E como o Cenpes foi auxiliado pela faculdade de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, através de testes de fadiga e ensaios de protótipos por intermédio de modelagem computacional, o **aprendizado por interação** também teve sua expressividade. O resultado do aprendizado trouxe os valores e materiais ótimos do equipamento: 1,2 metros de comprimento e 425 Kg de um tipo de aço utilizado na aeronáutica, denominado SAE 4340, além de uma liga de carbono, ferro, cromo e molibdênio.

A segunda vertente da pesquisa relacionou-se à operacionalidade do gancho, através de testes no mar sobre a versatilidade do gancho ser conectado e desconectado por um robô em grandes profundidades. Após consecutivos testes e repetições da mesma prática, formou-

⁹⁹ Batizado com as iniciais dos engenheiros idealizadores, Komura e Siquine.

se o *know how* pertinente à prática de conectar e desconectar o gancho pelo robô (Furtado & Fernandes, 2003 b).

O equipamento foi instalado em 2001 nas plataformas P-26 e P-34, mas não foi imediatamente difundido nas demais plataformas, pois a empresa ainda testava outras ligas que eventualmente se mostrassem mais econômicas e resistentes em profundidades superiores aos 2.000 metros, revelando novamente, a importância da **aprendizagem pelo uso**. Atualmente, o gancho está presente em grande quantidade das ancoragens da empresa. Entretanto, houve redução no peso e na composição do material.

O gancho KS foi uma tecnologia necessária para viabilizar um procedimento idealizado para permitir a exploração de petróleo em águas profundas. Outra tecnologia que se mostrou necessária para facilitar o escoamento da produção de petróleo em grandes profundidades foi a tecnologia requerida para derreter resíduos formados nos *risers* localizados em águas profundas, devido a baixa temperatura dessas localidades.

5.2.6: Exploração - Sistema de Geração de Nitrogênio (SGN)

A necessidade de se desenvolver procedimentos para garantir o melhor escoamento do petróleo em águas profundas está associada à baixa temperatura¹⁰⁰ ambiental dessas localidades, as quais contrastam com a temperatura mais elevada do petróleo emergente do interior do solo. Com este diferencial de temperatura alguns elementos do petróleo acabam se condensando e formando uma espécie de parafina no interior dos dutos. Isto reduz e encarece o processo de transferência de petróleo do poço até a plataforma, além de reduzir a vida útil destes equipamentos.

Diante do pré-conhecimento deste fato (*know what*), derivado do conhecimento das leis atmosféricas (*know why*), a Petrobrás procurava solucionar este entrave desde o PROCAP 1000, através do projeto “Garantia de Escoamento”. A solução utilizada era o aquecimento dos dutos (*risers*) a partir de correntes elétricas, mas além de ser um procedimento caro, existia a dificuldade de transportar energia até o leito marinho dos campos ultra-profundos. A solução para este problema ocorreu apenas no final de 1993, com a introdução do uso de uma reação química exotérmica baseada no nitrogênio. A partir dessa reação é possível derreter os depósitos de cera nos *risers* com o auxílio de eletrodos. No

¹⁰⁰ A temperatura do petróleo, ao sair do poço, fica em torno dos 65 °C, enquanto que a temperatura da água no fundo do mar, nas proximidades do duto, é de cerca de 4 °C. (Bergallo *et al.*, 2001)

entanto, esta solução, como será apresentada, decorreu de uma externalidade e não de um projeto propriamente dito.

O nitrogênio é um dos elementos químicos utilizados para refinar o petróleo, principalmente nas primeiras fases do processo de craqueamento do mineral. No intuito de reduzir os custos operacionais do transporte deste elemento, a Petrobrás resolveu gerar nitrogênio na própria plataforma. E como existe a liberação de uma grande quantidade de calor a partir da manipulação do nitrogênio, o engenheiro encarregado pelo projeto de gerar nitrogênio na plataforma ao observar esse princípio, sugeriu que o calor liberado fosse empregado para suprir o problema da cristalização da parafina. Ademais, não seria necessário desenvolver uma tecnologia para absorver e reorientar o calor liberado, pois já existia um procedimento similar nas refinarias em utilizar o calor para outros fins (aquecimento de caldeiras) (Minami, 2006).

A origem desta tecnologia se deu, portanto, sem o auxílio de um processo sistemático e complexo de aprendizado, mas sim pela capacidade do agente em observar e considerar a oportunidade do calor liberado para resolver o problema da cristalização, o que se mostra em conformidade ao postulado por Malerba (2002) a respeito da importância dos agentes conseguirem detectar as oportunidades para superar desafios tecnológicos. A oportunidade foi identificada de maneira completamente tácita em virtude da solução ter derivado da capacidade de observação e cognição do agente em associar uma solução não aparente a um problema fora de questão.

Após o reconhecimento da solução estar vinculada à utilização do calor liberado, o Cenpes/PROCAP iniciou um processo de aprendizado para adaptar os *risers* para transportarem o calor. A evolução desse aprendizado está sintetizada no quadro 12.

Quadro 12 – Projeto do Sistema de Geração de Nitrogênio

Tipo de Aprendizado	Execução
Conhecimento Prévio	Inexistência de Conhecimento prévio. Descoberta através da capacidade cognitiva de um engenheiro.
Aprender pela Pesquisa	Busca pela temperatura máxima e reconhecimento das particularidades da parafina: Viscosimetria; Difração de Raios X; Microscopia Óptica com Luz Polarizada.
Aprender pela Tentativa	Testar diferentes níveis de temperatura para cada nível/tipo de cristalização.
Aprender pelo Uso	Campo de Albacorra – sem alterações. Depois para 240 operações.

Fonte: Dados elaborados a partir de Bergallo *et al.*, 2001; Cotrim, 2003 e Minami (2006).

O aprendizado inicial do projeto foi organizado e executado sem o auxílio de parceiros externos, sendo realizado pelos departamentos do Cenpes: Divisão de Química (Diquim) e da Divisão de Petroquímica e Polímeros (Dipol). A principal dificuldade desses departamentos foi estabelecer a temperatura correta para os diferentes tipos de estrutura química da parafina, evitando a danificação do material flexível¹⁰¹ que compõe o *riser* (Bergallo *et al.*, 2001).

A solução surgiu através de uma bateria de complexas experimentações laboratoriais¹⁰², caracterizando o **aprendizado por pesquisa e tentativa**. O resultado final deste aprendizado foi codificado em uma classificação entre as diferentes temperaturas de aquecimento para cada nível/tipo de cristalização. E este conhecimento foi repassado para os fornecedores, sob a tutela do Departamento de Instalação (Deist).

O Sistema de Geração de Nitrogênio, como ficou conhecido o projeto, depois de finalizado foi instaurado no campo de Albacorra. Diante do **uso** e da verificação do funcionamento perfeito do sistema, esse foi instalado em outras 240 operações. Mas após a utilização nessas operações, três *risers* apresentaram avarias por causa do SGN, impondo ao Cenpes voltar a realizar pesquisas em relação ao dispositivo. Através de um programa elaborado pelo Cenpes/TI que calcula as variáveis termodinâmicas da reação do SGN em relação à estrutura do *riser*, as melhorias necessárias foram alcançadas (Cotrim, 2003).

Estas foram algumas das inovações que formaram a trajetória tecnológica em SPF durante a segunda fase do PROCAP. Essas inovações refletiram bem o perfil das inovações delineadoras da trajetória no PROCAP 2000, afinal as inovações analisadas foram dotadas de um forte conteúdo radical, conforme indicado no início do capítulo. Desta forma o

¹⁰¹ Em águas profundas, diante da necessidade de permitir que os *risers* apresentem certa flexibilidade, foi introduzido o polietileno em uma das camadas que compõe os *risers*.

¹⁰² Isto pode ser verificado pelas principais atividades de pesquisa empreendidas: **Viscosimetria** – metodologia de pesquisa pela qual se busca “fazer uma análise preliminar sobre o comportamento reológico dos géis e a verificação da possibilidade da determinação da temperatura de gelificação pela análise do comportamento das componentes reológicas”. Aqui são realizados ensaios com diferentes tipos de parafina e a diferentes temperaturas (transformação da parafina em gel); **Difração de Raios X** - A difração de raios X é uma técnica de rotação das moléculas de uma estrutura química (parafina) sobre seus próprios eixos, permitindo comparar as estruturas cristalinas das parafinas puras e comprovar as transições sólido-líquido-gasoso indicadas pela calorimetria; **Microscopia Óptica com Luz Polarizada** - No caso dos géis, a microscopia foi utilizada para caracterizar sua estrutura microscópica visando o entendimento das suas propriedades físicas. No caso das parafinas puras e das misturas, o objetivo foi caracterizar a morfologia dos cristais e comprovar a existência das transições sólido-líquido-gasoso encontradas nas medidas de calorimetria. (Bergallo *et al.*, 2001, p.28)

Cenpes/PROCAP conseguiu alcançar o objetivo de explorar campos de 2.000 metros de profundidade.

O objetivo foi concluído em 1997, quando o campo de Roncador, descoberto em 1996 e localizado numa faixa de lâmina d'água entre 1.500 e 1.900m, pôde ser explorado. Entretanto, esta precocidade tecnológica não esteve unicamente relacionada com a maior capacidade da empresa em aprender e superar desafios, mas também pela importante modificação institucional conseqüente da “quebra do monopólio” estatal do petróleo em 1997. Isto porque o campo de Roncador, descoberto em 1996, é um campo gigante de petróleo e se a Petrobrás não explorasse o campo antes da abertura do mercado poderia perder o direito de explorar o campo em toda sua amplitude. Pode-se dizer, portanto, que neste caso, a mudança macro-institucional acelerou o aprendizado do centro de pesquisa. Assim, em meio às adversidades institucionais, o Cenpes/PROCAP alcançou o objetivo do programa em apenas quatro anos, através de um sistema de produção antecipado localizado a 1.853 metros na Bacia de Campos¹⁰³, ultrapassando seu próprio recorde de 1.027 metros no Campo de Marlim (RJ), conquistado em 1994 (Soares, 2001; Petrobrás, 2005 a).

A flexibilização do monopólio, além de acelerar o processo de aprendizado da Petrobrás, trouxe outras influências no processo de capacitação da Petrobrás e dos demais agentes envolvidos com a indústria do petróleo no Brasil. E estas influências, ou alterações, serão analisadas na próxima seção.

5.3 A QUEBRA DO MONOPÓLIO E AS MUDANÇAS MACRO-INSTITUCIONAIS A FAVOR DA CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS E DO SETOR DO PETRÓLEO.

No último ano do PROCAP 2000 (1999), ocorreram importantes alterações macro-institucionais desencadeadas pela quebra do monopólio em 1997, no intuito de fortalecer a indústria nacional frente à abertura do mercado. Essas alterações foram decorrentes da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), a qual se tornou o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil.

Dentre as diversas alterações no mercado em função da “quebra do monopólio estatal”, houve duas que tiveram influência direta na disposição de recursos financeiros e humanos

¹⁰³ O Sistema de Produção permanente foi instalada apenas em 1999, quando toda a complementação subsea foi instalada com o navio Seillean.

para os programas de pesquisa do segmento petrolífero brasileiro e conseqüentemente na geração de ciência e tecnologia na indústria nacional de petróleo. Uma delas foi a criação da Agência Nacional do Petróleo e a outra foi a institucionalização do fundo setorial do petróleo, o CTPetro. E além destas duas alterações decorrentes da Lei 9.478/97, a própria indústria do petróleo se organizou para melhor competir dentro do mercado aberto, através da criação da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP). As três variáveis influenciaram a condução das atividades de pesquisa do setor, do Cenpes e do PROCAP.

5.3.1 A criação do fundo setorial de incentivo à pesquisa científica e tecnológica na indústria do petróleo, o CTPetro.

A regulamentação do CTPetro está diretamente relacionada à Lei do Petróleo, pois através desta lei foram institucionalizados os critérios para os cálculos e cobranças das **participações do governo federal** aplicáveis ao *upstream* da indústria do petróleo, uma vez que até então apenas os Estados e Municípios cobravam *royalties*. A partir dessa modificação, a parcela arrecadada em *royalties* pelo governo federal varia de 5 a 10% do petróleo ou gás produzido, de acordo com os fatores de risco e de expectativa de produção. E foi parte dos *royalties* federais que constituíram os recursos do fundo setorial (Zylbersztajn & Fernández, 1999).

O fundo setorial do petróleo foi institucionalizado no final de 1998, através do Decreto nº 2.705. De acordo com este decreto são repassados 25% do valor que exceder 5% dos *royalties* para o Ministério de Ciência e Tecnologia, o qual repassa o valor ao fundo do petróleo. O MCT, por sua vez, é assessorado pela Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), com o apoio técnico da Agência Nacional do Petróleo (ANP) (Zylbersztajn & Fernández, 1999).

Para auxiliar o MCT na administração dos recursos do fundo, foi criado um comitê de coordenação com representantes do MCT, da ANP, do CNPq, do Ministério das Minas e Energia, das empresas do setor petrolífero e da comunidade acadêmica, permitindo assim que as decisões possam abranger todos os agentes envolvidos com a pesquisa do setor. A função básica desse comitê é auxiliar o MCT a selecionar e determinar os temas tecnológicos que deverão receber destaque nos editais anuais da Finep. Essa seleção, por sua vez, condiz com a disponibilidade de recursos do fundo para executar os programas de P&D. Em suma, O CTPetro é liderado pelo MCT, mas organizado por representantes do

governo, da academia e do setor privado, e operado pela FINEP (Furtado & Fernandes, 2002).

Após a seleção dos temas, os recursos são repassados ao mercado através dos editais da Finep, mediante convênios de pesquisa entre empresas e universidades e centros de pesquisa. Desta forma, os recursos não são destinados diretamente para as empresas, mas sim para as universidades ou institutos de pesquisas parceiros das empresas. A empresa precisa, portanto, realizar algum contrato de parceria com uma instituição de pesquisa e, posteriormente, enviar para a Finep o projeto a ser apreciado.

Até 2005, os valores totais disponibilizados via CTPetro superaram os R\$ 500 milhões. Atualmente, os recursos estão relativamente divididos por todo o setor, mas no primeiro ano (1999) do fundo a maior parte dos projetos foram implementados na Petrobrás, pois como destacou Minami (2006), as universidades ainda possuíam poucas referências das demais empresas que poderiam empreender projetos de pesquisa. Mas já no segundo ano (2000), outras empresas do setor passaram a procurar as Universidades para desenvolver pesquisas em conjunto. A partir de então, mesmo a Petrobrás continuando a receber o maior número de projetos aprovados pelo Fundo, várias outras empresas passaram a participar do programa, potencializando o avanço do conhecimento científico e tecnológico de todo o setor (CNPq, 2005; Zylbersztajn & Fernández, 1999).

Assim, o CTPetro é um fundo formado com os recursos dos *royalties* federais da produção de petróleo com o propósito de estimular as atividades de pesquisa do setor, desde projetos relativos à capacitação tecnológica dos agentes de inovação do setor até projetos relacionados com a preservação/recuperação do meio ambiente. E foi por causa deste estímulo à pesquisa que o fundo vem se mostrando como a alteração macro-institucional de maior impacto na geração de pesquisa, em relação às demais modificações destacadas anteriormente.

Com isto, o CTPetro vem criando aos poucos uma nova cultura de desenvolvimento de C&T no setor, através de uma interação mais consistente entre universidade-empresa. Esta organização dos recursos, à la *Triple Helix III*, por outro lado, vem se mostrando uma importante ferramenta em prol da constituição de um Sistema Setorial de Inovações cada vez mais ostensivo dentro da indústria do petróleo, em especial, do segmento *offshore*. Isto advém naturalmente da magnitude do segmento dentro da cadeia produtiva petrolífera no

Brasil e também de sua elevada complexidade e conseqüente maior necessidade de recursos para superar os inúmeros desafios intrínsecos ao processo de esticar a trajetória do SPF em profundidades cada vez maiores.

5.3.2 A criação e influência da ANP no processo de capacitação local em tecnologias de exploração de petróleo.

A ANP também foi criada pela Lei 9.478/97 a fim de regular o mercado devido o fim do monopólio estatal. Dentre as diversas atribuições conferidas à ANP, comuns às agências reguladoras, existiram algumas que trouxeram algumas conseqüências ao processo de capacitação tecnológica do setor.

Uma das ações foi o Programa de Recursos Humanos, pelo qual a agência passou a conceder bolsas de estudos e de recursos para expandir a infra-estrutura da pesquisa no setor. Segundo Furtado & Fernandes (2003), até o início de 2003 foram aprovadas 672 bolsas de nível técnico, 454 de graduação, 261 de mestrado e 99 de doutorado, em 31 instituições de ensino de 16 estados brasileiros, favorecendo toda a indústria ao permitir melhorias na formação de profissionais e estimulando o avanço científico do setor.

Outra importante medida da ANP, em prol da ciência e tecnologia do setor, foi a introdução de uma nova cláusula nos contratos de licitação. A partir de 1999 toda operadora estrangeira a explorar campos de petróleo no Brasil teria de investir 1% da receita bruta do campo em pesquisas no setor petrolífero nacional. A primeira empresa a submeter-se a essa imposição, acerca dos campos *offshore*, foi a anglo-holandesa Shell ao adquirir o direito de explorar o campo de Bijupirá-Salema (Bacia dos Campos) no ano de 2002. Essa articulação da ANP já gerou mais de R\$ 200 milhões em relação aos campos *offshore* entre 1999-2004, representando uma fonte adicional de recursos para o fomento da pesquisa no setor (ABEQ, 2005).

Além dessas duas ações que promoveram diretamente a capacitação do setor, a ANP tornou-se a primeira agência reguladora de petróleo no mundo a incorporar índices de nacionalização¹⁰⁴ no processo de licitação a partir de 2001. A partir de então, a ANP passou a oferecer pontos para as licitantes que possuíssem os maiores níveis de tecnologia e de

¹⁰⁴ O “teor de nacionalidade” indicará que um equipamento é brasileiro se utilizar no mínimo 60% dos insumos técnicos necessários produzidos no Brasil. Para os serviços o índice é ainda maior, alcançando o valor de 80%. É importante destacar que nas vezes que a licitante não encontrar fornecedoras locais, esta poderá recorrer ao arquivo da ONIP que possui mais de 1.000 empresas fornecedoras cadastradas. (ONIP, 2005)

fornecedores nacionais em seus respectivos projetos de exploração de petróleo. Assim, uma empresa que oferecesse um lance menor em dinheiro, mas possuísse um índice maior de nacionalização, ainda teria chances de ganhar a licitação. Esta estratégia tem se mostrado um diferencial em relação aos demais países produtores de petróleo em todo mundo, pois *“em nenhum leilão do mundo, empresas interessadas na concessão de áreas para exploração de petróleo são beneficiadas pelo compromisso mínimo de compra local de bens e serviços. O Brasil é uma exceção.”*, disse Elói Fernández, ex-diretor geral da ANP (Furtado & Fernandes, 2003).

Este tem sido um estímulo adicional para a manutenção e expansão dos negócios do setor, contribuindo, mesmo que indiretamente, para a capacitação dos fornecedores e demais empresas ligadas ao setor petróleo, pois esta pontuação estimula as empresas locais a se capacitarem para melhor atender as complexas requisições técnicas do mercado.

5.3.3 A Organização Nacional da Indústria do Petróleo.

Ainda em 1999, foi criada a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP). Esta organização, segundo Elói Fernández, procura incentivar a aquisição de equipamentos e tecnologias produzidos na indústria brasileira, através da melhor articulação do setor. Esta melhor articulação, teoricamente, pode ser obtida pela emissão de certificados de garantia para os agentes nacionais que desenvolvem tecnologias e equipamentos; formação de fóruns de discussão entre governo, empresas e demais agentes do setor; realização de estudos em busca de melhores condições de financiamento e de tributação; e outros elementos que ampliem o fortalecimento da indústria nacional, a partir da maior competitividade do setor, e não com reservas de mercado (Furtado & Fernandes, 2003).

Com o objetivo de estimular a competitividade das empresas nacionais, a ONIP realizou estudos sobre diversos temas que envolvem a indústria do petróleo. Um destes estudos analisou as perspectivas de gastos no setor até 2015, concomitante à disponibilidade de mão de obra especializada para o setor, como: engenheiros, geólogos, trabalho operacional, etc. Os resultados indicaram uma grande carência de pessoal, especialmente em engenharia, o que serviu de justificativa para a ANP ampliar o número de bolsas para estudos na área de engenharia do petróleo e para a Petrobrás lançar um programa, a ser iniciado em 2008, que irá criar alguns cursos de pós-graduação com alguma universidade ainda a ser definida (Godoy, 2001; BNDES, 2003).

Através destas articulações que procuram fortalecer o mercado nacional de fornecedores e o de mão de obra, a ONIP, acaba influenciando positivamente, mesmo que indiretamente, na capacitação tecnológica do setor.

No bojo das variações institucionais e organizacionais, a intenção do Governo Federal em estimular a participação nacional na indústria do petróleo brasileira acabou facilitando o processo de formação/consolidação da capacitação de uma gama de empresas e universidades no Brasil, permitindo assim que houvesse uma maior geração de inovações no setor, o que torna factível supor que as mudanças apresentaram um papel bastante ativo na formação de um aparente SSI no setor de petróleo no Brasil.

Por fim, estas mudanças macro-institucionais criaram melhores condições locais para o Cenpes dar início no ano 2000, à terceira fase do PROCAP, agora com o objetivo de explorar campos mais profundos e em condições ainda mais complexas.

5.4 CONCLUSÕES PARCIAIS.

Em relação às metas da segunda fase do programa é válido observar que o PROCAP 2000 serviu como um prolongamento dos objetivos do PROCAP 1000, afinal a meta do programa, desde a sua primeira fase, foi aumentar o nível de profundidade a ser explorado de maneira econômica e tecnicamente viável.

Na primeira fase os entraves tecnológicos foram essencialmente superados por inovações incrementais, conforme as tecnologias analisadas pela dissertação indicaram, bem como pelo estudo de Bruni (1999) e Furtado & Freitas (2000), além da confirmação de Werneck (2006). Já na segunda fase, tanto pelos projetos analisados, quanto pelos mesmos estudos e a confirmação de Minami (2006), a maior parte das inovações que formaram a trajetória nesta fase teve um conteúdo radical. Mesmo porque, os desafios iniciais do PROCAP 2000 demandavam conceitos tecnológicos que ainda não existiam, como o SGN, BCSS, gancho KS, ancoragem *taut leg* em plataformas semi-submersíveis, etc., enquanto o êxito do PROCAP 1000 dependeu principalmente de conceitos tecnológicos já existentes, como *manifold*, ANM, plataforma semi-submersível (Vitória Régia), etc., demonstrando, portanto, a maior dependência da segunda fase do programa por inovações radicais do que na primeira fase.

A modificação no conteúdo inovativo dos projetos executados está sustentada, pelo maior estoque de conhecimento dominado na segunda fase do que na primeira. Concomitante à modificação no perfil da trajetória a fim de superar os novos desafios presentes na segunda fase do programa, sugere-se que a característica geral do processo de aprendizado também foi alterada. Se no PROCAP 1000 o Cenpes gerou seu conhecimento através do aprendizado pelo uso do conhecimento externo pré-existente, no PROCAP 2000 o centro expandiu e sofisticou seu conhecimento por intermédio do aprendizado pelo fazer conhecimento.

Entretanto, o novo perfil da trajetória não condiz unicamente a esta eventual alteração na curva de aprendizado do Cenpes/PROCAP, pois para superar seus desafios *offshore* e expandir seu conhecimento o centro de pesquisas da companhia teve de contar fortemente com o auxílio de agentes externos de inovação, tanto institucionais quanto empresariais. Isto pode ser verificado pela ampliação do número de parceiros de pesquisa nesta segunda fase, além dos constantes exemplos de parceiros externos nos projetos analisados nessa seção. O número de empresas de engenharia e consultoria envolvidas nos esforços de desenvolvimento *offshore* aumentou de 45 para 66; a presença de universidades e centros de pesquisas cresceu de 27 para 33; e o número de companhias petroleiras duplicou entre as duas fases (Freitas, 2000). Em relação à maior interação com companhias de petróleo, isto condiz, principalmente, com a maior inserção da Petrobrás em projetos multiclientes. Isto porque a companhia nacional através dos avanços tecnológicos desde o PROCAP 1000, inseriu-se definitivamente na rota internacional de desenvolvimento de tecnologias *offshore*. Assim, as parcerias deixaram de acontecer apenas pela iniciativa da companhia brasileira, mas também no sentido inverso, ou seja, a Petrobrás passou a ser requisitada por outras companhias e empresas para participar de seus projetos (Furtado & Fernandes, 2004).

O aumento no número de parceiros da Petrobrás indica uma expansão na rede de empresas e instituições em torno do segmento *offshore*. Além do aumento, supõe-se sua melhor qualificação devido às modificações macro-institucionais que promoveram a capacitação do setor. Desta forma, sugere-se que o eventual SSI que se formou em torno do segmento *offshore* fortificou-se na segunda fase do PROCAP.

Por fim, a Petrobrás, até a conclusão do PROCAP 2000, conseguia explorar campos com profundidades de até 2000 metros e com conceitos geralmente próprios, como ANM, bombas submersas de prospecção (CBSS); equipamento de separação de petróleo, etc. Além

dos equipamentos *subsea*, o conhecimento da companhia abrangia conceitos de plataformas flutuantes e fixas; a operação remota de veículos (robôs); a instalação de linhas flutuantes e *risers* até os 2000 metros; a ancoragem em águas ultra-profundas, entre outros que tornaram a Petrobrás uma das líderes internacionais em tecnologias *offshore* de águas profundas.

Para avançar ainda mais no conhecimento offshore de fronteira, a Petrobrás/Cenpes deu início no ano de 2000 à terceira fase do PROCAP, a ser analisado no próximo capítulo.

6. PROCAP 3000 – UMA TRAJETÓRIA EXPANDIDA COM BASE NO APRENDIZADO PELA SIMULAÇÃO.

Introdução

O PROCAP 3000 foi iniciado no ano 2000 e ainda não possui data prevista para finalização. Da mesma forma que o PROCAP 2000 a terceira fase também pode ser compreendida como um prolongamento do PROCAP 1000, devido à semelhança e a conseqüente extensão dos objetivos. Destarte, os objetivos gerais desta fase foram a ampliação da profundidade de prospecção para os 3.000 metros e a redução nos custos de produção dos campos já explorados. No entanto, o objetivo a respeito da profundidade ainda não foi alcançado, pois ainda não foi encontrado nenhum campo com condições comerciais de ser explorado a tal profundidade.

Os objetivos específicos do PROCAP 3000 incumbiram-se a dar suporte às novas fases de produção de Marlim Sul (RJ), Roncador (RJ), Marlim Leste (RJ), Albacora Leste (RJ), Jubarte (ES), Cachalote (ES) (todos à profundidades de lâmina d'água superior aos 1.000 metros, com diferentes características de fluidos e de reservatórios) e dos blocos em águas profundas das bacias de Santos, onde provavelmente estão as maiores reservas de gás natural do país.

Para a execução dos objetivos foram dispostos 19 projetos sistêmicos, com enfoque nas principais tecnologias consideradas de importância estratégica para a Petrobrás – desde o tratamento de informações geológicas, melhoramentos nos equipamentos *subsea*, até a entrega do petróleo nos terminais (Assayag *et al*, 2000). A redução no número de projetos deve estar vinculada a uma seletividade ainda mais avançada dos agentes do que no início do PROCAP 2000, em decorrência de um estoque de conhecimento também maior.

Outra semelhança com o PROCAP 2000 foi a alteração na rota da trajetória tecnológica, mas desta vez retornando a ser delineada principalmente por inovações incrementais. Essa característica está diretamente relacionada ao fato da maior parte dos conceitos tecnológicos formados no PROCAP 2000 estarem próximos de viabilizar a exploração nos 3000 metros e por isso são necessárias principalmente inovações adaptativas para o PROCAP 3000 alcançar os objetivos acerca da profundidade. Essa relativa redução no grau de dificuldade tecnológica acerca do objetivo de ampliar a profundidade de

prospecção provavelmente influenciou a redução do número de projetos no PROCAP 3000, além da provável melhor capacidade seletiva dos profissionais do Cenpes.

Ainda sobre a contraposição entre as fases do PROCAP, houve um importante “acontecimento” diferenciado e marcante no processo de desenvolvimento tecnológico do segmento *offshore* no Brasil, o uso de instrumentos de modelagem computacional¹⁰⁵. E por causa dessa inovação de processo, além dos fatores descritos na introdução da 3ª parte desta dissertação, a análise deste capítulo estará focada para o aprendizado em torno dos instrumentos de modelagem. Diante da importância dessa nova competência tecnológica para o avanço das atividades da Petrobrás na exploração *offshore* a partir do ano 2000, sugere-se que a geração do conhecimento no Cenpes, nesta fase do PROCAP, será marcada pelo inédito processo de aprendizado por simulação.

6.1 A MUDANÇA NA QUALIDADE ELEMENTAR DO PROCESSO DE APRENDIZADO EM TORNO DO PROCAP 3000.

Ainda não existe estimativa oficial acerca do atual perfil da trajetória, com isso a sugestão de que essa foi marcada novamente por inovações incrementais baseia-se em relatos de Werneck (2006) e Assayag¹⁰⁶ *et al* (2002). O primeiro afirmou que as tecnologias *offshore* necessárias para permitir a exploração em campos de 3000 metros são bastante similares às utilizadas em campos de 2000 metros. Já Assayag *et al* (2000) indica o mesmo ao se referir ao conhecimento acumulado da Petrobrás/Cenpes em tecnologia *offshore* até o final do PROCAP 2000 como a fonte do processo de criação da tecnologia *offshore* no PROCAP 3000 e, conseqüentemente, na capacidade de explorar campos localizados em lâminas d'água de até 3000 metros.

De acordo com este contexto, os agentes do Cenpes reduziram a dificuldade no processo de geração e adaptação das tecnologias *offshore*, tanto pela capacidade acumulada quanto pela forte semelhança das tecnologias utilizadas em campos de 2000 e 3000 metros de profundidade. O desafio básico do PROCAP 3000 em relação a estas tecnologias não está mais no desenvolvimento do conceito ou de projetos detalhados dos mesmos, mas sim em

¹⁰⁵ Estes instrumentos são basicamente *softwares* matemáticos e tecnologias de realidade virtual, os quais permitem a projeção e simulação computacional. Esses instrumentos são chamados, ao longo deste capítulo, de tecnologias ou instrumentos de simulação; tecnologias ou instrumentos de projeção; e tecnologias com forte conteúdo cibernético.

¹⁰⁶ Ex-diretor do PROCAP.

particularidades de elevada complexidade, como o lançamento, instalação, conexão dos equipamentos e linhas flutuantes e ancoragem das plataformas a tal profundidade.

Em contraposição a esta relativa facilidade de alcançar a profundidade dos 3.000 metros, a Petrobrás/Cenpes teve de sofisticar ainda mais seu processo de capacitação para superar alguns desafios e ampliar a viabilidade econômica da produção. A respeito dos novos desafios, tem-se a exploração de campos sob condições mais complexas, como aqueles compostos por grandes camadas de rochas de sal e que se deformam com certa facilidade. Já sobre a expansão da viabilidade econômica, existiu tanto a necessidade de ampliar a produtividade dos campos horizontais, através da maior condição de encontrar os pontos ótimos de perfuração, quanto à possibilidade de atrelar o fluxo da produção de petróleo com indicadores macro-econômicos.

Para viabilizar esta suposta sofisticação no processo de capacitação, a Petrobrás/Cenpes, através da unidade de Tecnologia de Informação da Petrobrás, vem empregando de maneira mais sistemática o uso de técnicas de modelagem e simulação¹⁰⁷ nos projetos referentes aos novos desafios. O processo de criação das tecnologias *offshore* apresentadas nos dois últimos capítulos também foi aperfeiçoado com estas tecnologias de simulação, como vem ocorrendo na construção de um conceito próprio de plataforma semi-submersível, a MONO-BR. Frente ao potencial desse instrumento em prol do aprendizado que conduz o avanço do conhecimento científico e tecnológico da companhia, sugere-se que o aprendizado na atual fase do PROCAP é caracterizado pelo aprendizado pela simulação.

Cumprir destacar que o uso de tecnologias de simulação para o desenvolvimento de plataformas, tecnologias *subsea*, técnicas de lançamento, etc, de maneira nenhuma exclui a metodologia tradicional de pesquisa do Cenpes. Essas tecnologias de simulação apenas potencializam o progresso tecnológico através de uma nova forma de aprendizado. Por fim, as tecnologias de simulação nem mesmo poderiam excluir a tradicional maneira de geração tecnológica, pois o próprio uso de tal tecnologia ainda está sendo difundido dentro das unidades da companhia.

Para viabilizar o uso desta ferramenta ou deste aprendizado é necessário: um forte acúmulo de conhecimento na tecnologia a ser projetada, pois para ingressar nesta fase é de nevrálgica importância que os agentes dominem todos os aspectos científicos e técnicos da

¹⁰⁷ A simulação na realidade é o resultado da modelagem. E esta pode provir de resultados matemáticos ou então pela geração de imagens através de tecnologias de realidade virtual.

tecnologia; os agentes devem conhecer uma grande gama dos “fatos” e princípios científicos externos relativos à tecnologia (neste caso as condições geológicas, oceanográficas e tipos de materiais que podem fazer parte das tecnologias), a ponto de incluir tais condicionantes nos modelos/projeções; forte poder cognitivo, apoiado no acúmulo de conhecimento para poder sugerir novas idéias que possam ser testadas ao nível de modelos/projeções. Este novo processo de aprendizado, entretanto, não exclui os demais métodos de aprendizado, pelo contrário, os potencializa.

Vale ressaltar que por causa desta alteração no perfil da trajetória durante o PROCAP 3000, os aspectos da análise do período 2000/2006 também foram conseqüentemente alterados. O foco da análise deixou de ser essencialmente no processo de aprendizado voltado para a criação/adaptação da tecnologia *offshore*, passando a ser para os instrumentos de simulação ou aprendizado por simulação. Desta forma, o objeto da análise desta fase do PROCAP são os projetos que empregaram o uso mais intenso de técnicas e tecnologias de modelagem/simulação para conduzir o avanço da exploração *offshore* no Brasil.

6.2 O AVANÇO NO USO DE INSTRUMENTOS DE MODELAGEM COMPUTACIONAL NO CENPES/PROCAP: CARACTERÍSTICAS E BENEFÍCIOS.

A modelagem/simulação consiste numa técnica de Pesquisa Operacional empregada em redes de computadores digitais interligados. A técnica envolve a criação de modelos computacionais para representar tecnologias e procedimentos empregados no mundo real na dimensão virtual. Estes modelos, portanto, buscam projetar/simular acontecimentos futuros basicamente através da regressão de cenários predefinidos. Para isso, necessita-se imitar o ambiente ou processo em estudo a partir de modelos computacionais simuladores de comportamentos. Isto requer a inserção de dados estatísticos e históricos em modelos matemáticos, sendo que o processamento de tais dados possui a função de simular as condições reais. Todo o processo demanda, portanto, uma forte competência dos agentes em codificar o conhecimento em algoritmos e modelos que permitam a visualização ou projeção do fator estudado através de *softwares* e redes de computadores (ou supercomputadores). Em suma, o uso das tecnologias de simulação depende da capacidade de codificar o conhecimento.

É válido observar, no entanto, que o objetivo de um estudo de simulação consiste em modelar um sistema específico para que se possa observar o seu pseudo-comportamento sob determinadas condições e de forma científica. Com isto, um modelo de simulação envolve probabilidades, oferecendo uma resposta aproximada ao problema e não necessariamente a resposta exata para todos os problemas.

No caso do segmento *offshore*, mais especificamente na Petrobrás/Cenpes, a simulação consiste basicamente na modelagem matemática de tecnologias ou peças e os ambientes que as tecnologias serão instaladas e operadas. Assim é possível verificar o comportamento das tecnologias sob dadas circunstâncias, como clima adverso, novos *designs*, testes de diferentes composições químicas, etc. Na companhia brasileira o uso da modelagem/simulação teve origem nas décadas de 60/70, mas em um estágio embrionário, pois a prática ainda era pouco habitual dentro do setor industrial.

A partir de meados da década de 90 o uso da modelagem matemática, em função do aprendizado dos agentes, foi intensificada diante da aquisição de supercomputadores e super-placas mãe responsáveis pela geração de imagens tridimensionais. Isto porque, como ressaltou Pimenta (2006), a projeção de imagens tridimensionais, que depende dos mesmos modelos matemáticos, é uma maneira mais sofisticada de apresentar os resultados dos modelos, por três motivos:

i – a visualização das imagens reduz consideravelmente o nível de abstração requerido para compreender os resultados dos modelos, pois é possível “ver” na dimensão virtual os resultados matemáticos;

ii – como são requeridos supercomputadores para gerar as imagens, amplia-se significativamente a capacidade de modelar e obter resultados mais refinados;

iii – geralmente os modelos são desenvolvidos através da “capacidade de codificação” dos agentes, mas junto à tecnologia de geração de imagens tridimensionais surgiu a possibilidade de copiar uma planta através de *scanners*, ou até mesmo um protótipo ou tecnologia pronta, via *scanners* a laser e a partir das imagens copiadas.

E em casos de tecnologias muito complexas, como uma plataforma, o uso de *scanners* a laser é a única maneira de formar os modelos matemáticos que dão suporte à projeção,

destacando mais uma vez a importância das tecnologias de realidade virtual para o uso mais ostensivo e eficiente da modelagem/simulação.

Os três fatores destacados acima, principalmente os dois primeiros, na concepção de Pimenta (2006), contribuíram fortemente para a expansão do princípio da simulação como ferramenta do processo de aprendizado. Afinal, com a redução do nível de abstração e a maior capacidade dos equipamentos em modelar, ampliou-se o potencial de difusão da técnica de simulação, pois muitos dos pesquisadores do Cenpes ainda não estavam habituados com este procedimento, principalmente devido à complexidade de abstração. Mas essa rejeição tem diminuído significativamente desde o início desta década, diante do avanço da capacidade dos profissionais da TI em difundir a competência de simulação. Com o uso dos supercomputadores e o conseqüente refinamento dos resultados, mesmo aqueles técnicos mais habituados com a operação e compreensão dos resultados matemáticos passaram a utilizar mais intensamente a técnica no intuito de melhor formar o conhecimento em algumas tecnologias.

É importante ressaltar que as tecnologias utilizadas para gerar imagens virtuais e copiar protótipos (*scanners* a laser) são todas adquiridas no exterior, não cabendo aos profissionais da Petrobrás desenvolvê-las¹⁰⁸. Assim o desafio da Petrobrás, através de sua unidade de Tecnologia de Informação, é a geração de *softwares*/modelos cada vez mais sofisticados para atender às solicitações cada vez mais complexas, como no caso evidente do PROCAP que tem de projetar tecnologias e procedimentos cada vez mais complexos em ambientes cada vez mais adversos. A atividade de modelagem/simulação está, portanto, amplamente conferida à unidade Tecnologia de Informação da empresa e sua difusão cabe à interação dos profissionais da TI com os demais agentes da companhia¹⁰⁹.

¹⁰⁸ No caso da geração, está havendo atualmente uma importante alteração na política de compra de materiais, pois a empresa passou a optar por um conjunto de computadores interligados (*cluster* de microcomputadores) em vez de um único supercomputador, pois tanto o custo quanto o risco de perda de equipamento em situações de acidente são menores no caso dos PCs.

¹⁰⁹ Como observou Pimenta (2006), até a década passada os órgãos e os programas de pesquisa da Petrobrás recorriam aos técnicos da TI para desenvolver modelos ou *softwares* para que algum equipamento ou procedimento fosse projetado. Mas com a aquisição das tecnologias de realidade virtual e com o significativo avanço na capacitação da TI em gerar *softwares* e modelar produtos na dimensão virtual, a própria TI, sob orientação das diretrizes da empresa, tem procurado os programas ou pesquisadores para conhecer e utilizar os recursos da simulação virtual. São realizados, inclusive, palestras e *workshops* sobre o tema, para os quais são convidados diversos profissionais da empresa a fim de estimular e difundir o uso da simulação. Aparentemente a empresa tem procurado institucionalizar uma rotina de empregar os recursos cibernéticos nas atividades de pesquisas, diante da concepção que os resultados tendem a ser mais amplos (muitos testes podem ser feitos), logo, mais eficientes.

Além da realidade virtual em prol da difusão do procedimento de modelagem/projeção nas atividades de pesquisa, a companhia, desde o início da 3ª fase do PROCAP, tem passado a estimular diretamente o uso da projeção dentro dos projetos tecnológicos. A empresa compreende que através do uso mais sistemático da projeção de diferentes situações e estruturas, as tecnologias formadas terão maior nível de confiabilidade, pois um maior número de experiências poderá ser realizado. Por causa disto, a Petrobrás/Cenpes tem se mostrado mais apta a aprovar os projetos que usam os procedimentos de simulação. Além disto, a empresa tem disponibilizado um maior volume de recursos para as atividades que requerem um maior nível de excelência em projeções virtuais, como o caso das sísmicas em 3 ou 4 dimensões (Pimenta, 2006).

O estímulo pela modelagem/simulação nas atividades de pesquisa é justificado, como destacam alguns dos agentes da unidade de Tecnologia e Informação da Petrobrás (Beal *et al*, 2003), dadas às vantagens auferidas ao processo de aprendizado num projeto de pesquisa:

1 - uma vez criado um modelo, este pode ser utilizado inúmeras vezes para avaliar os “projetos modelados”, permitindo uma drástica redução no custo do aprendizado pela tentativa, afinal é praticamente inexistente o custo direto envolvido no uso de diferentes materiais, *designs* e procedimentos no campo virtual;

2 - A metodologia de análise utilizada pela simulação permite a avaliação de um sistema proposto, pois apenas com os dados de entrada (sem a tecnologia estar pronta) é possível desencadear o processo de aprendizado pelo uso. Por exemplo, é possível simular e usar virtualmente uma nova dimensão de *riser* sem que nenhum protótipo tenha sido criado realmente;

3 - uma vez que os modelos a serem simulados podem ser quase tão detalhados quanto os sistemas reais, novas políticas e procedimentos operacionais podem ser avaliados, ou de outra forma, rotinas operacionais podem ser desenvolvidas e executadas sem que um sistema tecnológico tenha sido criado. Concomitante a isso, é possível o aprendizado pela repetição ou pelo fazer na dimensão virtual, como testes de velocidade, manobras e distâncias a que uma embarcação de auxílio deve estar da plataforma quando lançar ao mar as guias e os equipamentos *subsea*;

4 - hipóteses sobre como ou por que certos fenômenos acontecem podem ser testadas para confirmação, formando melhor o *know why* de um determinado fenômeno ambiental ou da ação deste em uma determinada tecnologia, como da pressão e correntes marítimas sobre o processo de lançamento de equipamentos *subsea*;

5 - o tempo pode ser controlado, no sentido de ser comprimido ou expandido, permitindo reproduzir os fenômenos de maneira lenta ou acelerada para que se possa aprender algo sob o efeito do tempo;

6 – é possível compreender melhor quais são as variáveis mais importantes em relação à performance de um sistema de tecnologias e como essas variáveis interagem entre si e com as demais de outro sistema. Por exemplo, como reage a integração entre um *Manifold* e uma *Árvore de Natal* quando uma nova tecnologia for inserida ou adaptada no *Manifold*;

7 - a identificação de “gargalos”, tais como fluxos de materiais, de informações e de produtos, pode ser obtida de forma facilitada pela ajuda visual projetada virtualmente;

8 - um estudo de simulação costuma mostrar aproximadamente como um sistema opera, em oposição à maneira como se pensa que ele opera, concedendo assim, informações mais exatas ao processo de aprendizado acerca de alguma tecnologia complexa ou então de uma tecnologia que envolve grandes custos em sua operação, como uma plataforma com dimensões gigantes em atividade num ambiente hostil (alto-mar) ou de equipamentos operando dentro de poços de petróleo;

9 – eventos atípicos e difíceis de serem simulados na realidade, como acidentes, podem ser provocados virtualmente e assim analisados, como um eventual incêndio em uma plataforma e o treinamento de uma rotina de salvamento e/ou fuga.

Conclui-se, portanto, que as simulações podem ser compreendidas como uma maneira de se aprender e mais do que isto, de potencializar as demais formas de aprendizado, pois permite: *aprender usando* um equipamento (ou uma especificidade de um equipamento, como uma válvula) ainda não existente na dimensão real; ampliar de maneira quase ilimitada o número de *tentativas e testes* acerca de um evento, onde a restrição será a capacidade dos operadores em modelar tal tentativa e até mesmo o potencial cognitivo dos agentes em estipular novos exemplos a serem testados; até mesmo *aprender pela interação*

quando os agentes estejam geograficamente dispersos em regiões de um Estado, de um País e até mesmo do globo¹¹⁰.

Foram destacadas até o momento as peculiaridades e vantagens da aplicação do aprendizado pela simulação. Já na próxima seção será demonstrada a aplicação deste procedimento de pesquisa por simulação, ou aprendizado por simulação, nos empreendimentos da Petrobrás/Cenpes para satisfazer os objetivos do PROCAP 3000.

6.3 AS PRINCIPAIS INOVAÇÕES DECORRENTES DA NOVA FASE DO PROCESSO DE APRENDIZADO.

Dentre os exemplos apresentados e descritos nesta seção, talvez o principal deles seja as tecnologias de realidade virtual, pois além de ser um dos principais fatores que influenciaram na expansão do uso da modelagem computacional na Petrobrás/Cenpes (Pimenta, 2006), aparentemente, este é o exemplo que melhor representa o processo de aprendizado por simulação.

6.3.1 Tanque de Provas Numéricas: Tecnologias de Realidade Virtual em prol do avanço da trajetória tecnológica da Petrobrás.

A Petrobrás possui atualmente 13 centros de realidade virtual e emprega o recurso desde a área de exploração até para o treinamento de segurança dos operários das plataformas, tornando a Petrobrás a empresa com o uso mais intenso e avançado de tecnologias de realidade virtual na América Latina (Raposo, 2004; O desafio, 2005). Uma das aplicações mais notórias dessa tecnologia é a simulação de equipamentos e ambientes comuns à exploração de campos *offshore*, dependendo unicamente da capacidade dos agentes em modelar a realidade. Com essa tecnologia é possível adaptar e até gerar novos conhecimentos.

Para conseguir simular os equipamentos em seu ambiente natural foi desenvolvido um programa para ser processado em 78 computadores interligados e, além disto, uma sala de 130m² foi adaptada para projetar imagens tri-dimensionais de pseudo-plataformas e seus

¹¹⁰ Para um ambiente virtual ser colaborativo são necessárias tecnologias que permitam a comunicação em tempo real. Para isto, mostra-se necessário o uso de fibras óticas, *modems* avançados, comunicação via-satélite, desenvolvimento de *softwares* que permitam o compartilhamento de informações em redes, entre outros equipamentos que viabilizem a metáfora de “comunicação face a face”, mesmo à distância. Entretanto, segundo Pimenta (2006), a Petrobrás ainda não possui esta rede de conexões, mas afirmou que frente à possibilidade técnica e da própria necessidade proveniente das vantagens do inter-relacionamento, a próxima geração de ambientes virtuais irá possuir esta interface tecnológica de compartilhamento.

equipamentos em profundidade além dos 2000 metros, geradas a partir da programação do *software*. Para formar esse aparato, a Petrobrás contou com o apoio de outras quatro organizações¹¹¹ para o desenvolvimento e operação do *software* e da sala.

Esta sala é chamada de Tanque de Provas Numérico (TPN) e é o primeiro modelo introduzido na indústria do petróleo mundial, demonstrando o avançado grau de conhecimento da Petrobrás e seus parceiros acerca de tecnologia *offshore*, a ponto de permitir a projeção de equipamentos, plataformas, peças e outros utensílios *offshore* e sua respectiva interação com o meio ambiente (Coelho, 2003; O desafio, 2005).

O TPN apresentou um avanço em relação aos testes realizados nos Tanques de Provas Físicos (TPF). Os TPF são compartimentos com água, onde os modelos de estruturas flutuantes em escala reduzida são testados também sob a ação de fatores ambientais, como vento, ondas e correntes oceânicas. O maior TPF do mundo está localizado na Coppe/UFRJ, mais especificamente no Laboratório de Tecnologia Oceânica (LabOceano). A estrutura atual do TPF possui 40 metros de comprimento, 30 metros de largura e 25 metros de profundidade (Carvalho, 2003). Mas nem mesmo o maior TPF do mundo consegue proporcionar as mesmas condições oferecidas na simulação do TPN, devido à sua maior fidelidade de simular a realidade.

O TPN permite, portanto, simular e alterar virtualmente a estabilidade das estruturas, como *design*, peso, dimensão, potência, dispositivos de segurança, etc., nas mais diferentes condições ambientais. Isto permite aos engenheiros revisarem uma mesma suposição sob diferentes perspectivas e testar novas idéias sempre com um grau de adversidade climática selecionada. Desta forma, uma das principais conseqüências atribuídas ao TPN é potencializar o emprego do aprendizado pela tentativa e pelo uso.

O ***aprendizado por tentativa*** é facilmente observado pela possibilidade, supracitada, de se testar uma mesma suposição sob diferentes perspectivas, como testar diferentes ângulos do casco de uma plataforma em condições climáticas severas. E esse aprendizado é superior ao exequível pelo TPF, afinal alterar e testar diferentes *designs* de um casco, na dimensão virtual, é muito mais rápido do que construir vários protótipos de cascos para depois serem testados no TPF.

¹¹¹ IPT, Poli-USP; PUC/RJ e UFRJ – Coppe.

Em relação ao *aprendizado pelo uso*, um equipamento ou peça pode ser usado antes mesmo de ser criado na dimensão real, ou seja, através da simulação é possível antecipar o aprendizado a ser empregado apenas após a criação de uma tecnologia, o que não é possível através do TPF. Além dessa possibilidade, tecnologias já construídas também podem ser perfeitamente usadas na dimensão virtual desde que possam ser modeladas, permitindo assim a ocorrência de testes e alterações sem a necessidade dessas estarem em operação real. Isto reduz os custos de pesquisa, afinal, instalar e testar um equipamento a mais de 1000 metros de profundidade é uma atividade bastante onerosa.

O TPF também consegue potencializar o aprendizado pelo uso, mas o TPN se mostra ainda mais eficiente por conseguir simular todo o sistema tecnológico envolvido com o uso da tecnologia em questão. A esse respeito, o engenheiro da Poli-Usp, Kazuo Nishimoto, definiu bem a potencialidade da simulação por recursos de tecnologia virtual, ao dizer que *“a projeção é praticamente um mergulho virtual ao fundo oceânico, pois simula as condições ambientais sem limitações físicas (...) o objetivo é fazer uma avaliação da eficiência do sistema como um todo e da segurança (...) não dá para testar uma plataforma de petróleo ou um navio-tanque de 300 metros como se fosse um carro”* (Brasil, 2005).

Apesar dos avanços já proporcionados pelo TPN, este mecanismo tecnológico ainda não chegou ao seu principal desafio e um dos principais projetos do PROCAP 3000, a criação de um novo modelo de plataforma semi-submersível, a MONO-BR. O desafio condiz com a criação de uma super-plataforma com capacidade de produção de 200 mil bpd, equivalente a aproximadamente 10% da produção total de petróleo no país. A nova plataforma deverá entrar em operação no campo de Jubarte, região norte da Bacia de Campos, marcado pela qualidade pesada do petróleo. Com isto a plataforma móvel quando finalizada, além de se tornar uma das maiores plataformas do mundo, será a maior unidade flutuante de óleo pesado do mundo, servindo de modelo para outras aplicações semelhantes e contribuindo para a expansão da fronteira do conhecimento em plataformas semi-submersíveis.

Além destes fatores condizentes com a realidade local, a diretriz da Petrobrás ao Cenpes era o desenvolvimento de uma estrutura pertinente às províncias marcadas por mares mais turbulentos, como o Golfo do México. Isto devido ao interesse da empresa de futuramente poder comercializar o novo conceito e também explorar estas províncias.

Este projeto é conduzido pelo Centro de Excelência Naval e Oceânico do Cenpes, o qual detém forte acúmulo de conhecimento em estruturas flutuantes (semi-submersíveis e FPSOs), decorrente dos projetos executados anteriormente com a plataforma Vitória-Régia. Além dos esforços internos, o Cenpes para dar início a esse complexo projeto, ainda em sua fase inicial, recorreu ao apoio de parceiros externos, dos quais os principais são: IPT, Coppe/UFRJ, USP e os fornecedores Aker Kvaerner, Chemtech e Kromav (Consórcio, 2005). E o TPN já tem contribuído para o avanço deste conhecimento mesmo o projeto estando em sua fase inicial, pois com o auxílio dessa nova ferramenta a companhia e seus parceiros avançaram a ponto de ter todo o projeto conceitual definido. Essa nova plataforma possuirá apenas uma coluna de flutuação, semelhante às plataformas Spars¹¹².

Desta forma, a realidade virtual através do TPN, tem se mostrado uma importante ferramenta em prol do aprendizado por simulação do Cenpes/PROCAP. Além desta atribuição, a realidade virtual também é empregada no treinamento do pessoal que trabalha nas plataformas.

6.3.1.1 Tecnologia de realidade virtual em prol do treinamento operacional.

Além do auxílio na construção de estruturas *offshore*, a simulação virtual também pode ser útil para o treinamento do pessoal que trabalha em plataformas marítimas por realizar simulações de emergência como incêndios, mau funcionamento de equipamentos, derramamentos de petróleo, etc. O treinamento tem por objetivo checar o comportamento dos funcionários, bem como avaliar as condições de segurança das plataformas, pois os cálculos mostrarão o limite do equipamento e em que ponto estes cederiam em situações de acidente.

O desenvolvimento do *software* que permitirá o “treinamento virtual” está sendo feito pela Poli-USp com recursos financeiros da Petrobrás. A opção pela Poli-USP está no fato desta já ter desenvolvido um *software* semelhante para a Embraer em seu laboratório de realidade virtual, chamado de “caverna digital”.

Através desta outra aplicação, a tecnologia de realidade virtual, concomitante à possibilidade de aprender na dimensão virtual, revela a versatilidade e dinâmica desta

¹¹² Segundo Jacques Saliés, ex-diretor do Procap e atual diretor da filial da Petrobrás em Houston-USA, como a unidade foi desenvolvida em módulos, os estaleiros nacionais poderão participar da sua construção sem precisar de grandes investimentos na ampliação de canteiros de obras. (Bosco, 2004)

tecnologia. Outra maneira de se empregar a tecnologia de realidade virtual é pela projeção tridimensional da interpretação sísmica.

6.3.2 Geo-modelagem de interpretação sísmica em 3 e 4 dimensões.

Dentre os usos da tecnologia virtual na Petrobrás, uma das possibilidades está sendo empregada na primeira fase da produção de petróleo, mais especificamente na fase de perfuração dos poços através da interpretação das sísmicas por meio de geo-modelagem tridimensional. As imagens tridimensionais têm sido utilizadas para promover a interpretação mais rápida e eficiente da geometria externa e interna dos reservatórios de petróleo, no intuito de ampliar a competência da companhia em escolher os pontos ótimos de perfuração dos campos. Os procedimentos técnicos estão sendo desenvolvidos pela unidade da TI e da Área Tecnológica de Geologia e Geofísica do Cenpes.

Estas projeções derivam de modelos matemáticos decodificadores dos sinais das sísmicas, os quais permitem a geração de imagens fidedignas do interior dos reservatórios. Na realidade as imagens simulam ambientes de imersão pelas quais os engenheiros e demais técnicos podem “caminhar” no subsolo e analisar detalhadamente suas condições, tornando factível a seleção mais acertada dos melhores locais de perfuração, além do reconhecimento de outras peculiaridades do poço.

Tudo isso num ambiente colaborativo, garantindo a **interação** entre equipes multidisciplinares dentro da mesma sala de visualização. A partir daí são conhecidos os melhores pontos de perfuração dos reservatórios para se chegar ao petróleo. E como a perfuração de poços pode consumir até 85% dos custos totais da exploração, essa maior capacidade de reconhecimento implica em uma expressiva redução dos custos na fase de exploração (Raposo *et al*, 2004). Para identificar esta economia, segundo Paulo Ricardo da Silva dos Santos, gerente setorial de Exploração e Produção da Petrobrás, a companhia fez um *“levantamento em um campo de trabalho (...) e detectou que antes da utilização dessa tecnologia (...) eram necessários perfurar 65 poços, ao custo de 15 milhões de dólares cada, para a extração do petróleo. Com o uso da realidade virtual, esse número diminuiu para 51”*, ajudando a economizar tempo e dinheiro (Colavitti, 2005).

Nessa mesma linha de sísmicas 3D, a TI e a Área Tecnológica de Geologia e Geofísica do Cenpes, juntamente com a empresa norueguesa especializada em tecnologia sísmica *offshore* – WesternGeco - vêm desenvolvendo a sísmica geradora de imagens em 4D. A 4ª

dimensão condiz com o tempo, viabilizando assim a interpretação do fluxo do petróleo ao longo do tempo. Entretanto, essa sísmica depende de um conjunto de equipamentos ainda mais sofisticados, por isso, mesmo estando disponível, ainda está em fase de maturação.

A tentativa provém do interesse da empresa em entender a migração do óleo para tentar aumentar as descobertas de óleo do tipo mais leve (mais antigo), a partir da detecção de reservas novas (óleo do tipo pesado) e para aumentar o conhecimento e interpretação da formação das jazidas, de forma, por exemplo, a melhorar a localização dos pontos de prospecção e de injeção de fluídos. Ademais, a sísmica 4D tende a ampliar a viabilidade de campos marginais por permitir a seleção dos pontos de perfuração de maneira ainda mais ótima do que as sísmicas 3D (Keilen, 2005).

As duas tecnologias simbolizaram uma grande evolução na interpretação sísmica dos campos submersos. Para uma breve comparação, até o final da década de 1970 estas interpretações eram feitas através de mapas tridimensionais desenhados em papel, impondo uma forte necessidade de abstração dos técnicos para indicar as áreas ótimas de perfuração, dando margem para muitas falhas (Petrobrás, 1999, citado por Raposo *et al* 2004). Com o advento das tecnologias virtuais, a interpretação das sísmicas deixou de ser pautada pela suposição para ser baseada na visualização e imersão na geo-modelagem dos reservatórios. Assim, o mapeamento que antes durava meses para ficar pronto, atualmente pode ser concluído em poucas horas. E através da projeção quadri-dimensional (fluxo do petróleo e deformações rochosas), as imagens podem ser estudadas pelos técnicos até a definição da melhor maneira de explorar o reservatório observado através do reconhecimento dos melhores locais de vazão do petróleo (Petrobrás, 2001, citado por Raposo *et al*, 2004). Aqui o *aprendizado pela tentativa* é expresso não por novos materiais, novos procedimentos e outras possibilidades que expressem o caráter de novas tentativas, mas sim pela redução de tentativas de acerto na perfuração.

Para ampliar o poder de monitoramento do fluxo do petróleo, a Petrobrás está executando outro projeto paralelo às sísmicas de interpretação virtual: a instalação de sensores no fundo dos reservatórios, os quais serão ligados às plataformas por fibra ótica. Esses sensores irão monitorar todas as condições do campo em tempo real e prestar informações sobre o volume de petróleo, temperatura, ritmo de vazão, etc., permitindo uma melhor formação do *know what* da empresa, pois além de consentir a formação de um maior

conhecimento dos fatos isso acontecerá de maneira dinâmica, ou seja, em tempo real. Isso facilitará a compreensão do ritmo de produção diária em cada campo.

Mas esta operação almeja objetivos além da melhor formação do *know what* da empresa, pois a Petrobrás vem desenvolvendo um programa inédito que incorporará além das informações colhidas pelos sensores e fibra ótica, informações do mercado financeiro e da macroeconomia nacional, permitindo os dirigentes da empresa simular qual o volume ideal de prospecção, de estoque e venda de petróleo, para gerar o maior retorno econômico possível.

6.3.3 Modelo matemático e econômico para ampliar a viabilidade econômica da exploração dos campos.

Este instrumento não é utilizado dentro do Cenpes, o que poderia dispensar a inclusão desse projeto na dissertação. Entretanto, a partir deste programa e da eventual eficácia do mesmo, haverá uma provável expansão na viabilidade econômica dos projetos do Cenpes/PROCAP. Isto porque, a priori, os tomadores de decisão da empresa irão utilizar este recurso cibernético em suas decisões, como variar o volume diário de produção de um campo em função da variação no preço internacional do petróleo e do tamanho das reservas do país. Logo, a produtividade de um campo será diretamente influenciada pelo cenário macroeconômico, por isto, amplia-se a viabilidade econômica da produção, mesmo que indiretamente.

Este programa ainda está sendo feito (meados de 2006) e são poucas as informações ao seu respeito, mesmo porque sua viabilidade técnica depende da instalação dos sensores em diversos campos e isso também está em sua fase de testes. Mas basicamente, o modelo servirá para condensar e codificar o máximo de informações geológicas e econômicas relativas ao setor.

6.3.4 Programa matemático de simulação das rochas salinas.

Voltando aos avanços na interpretação do subsolo marinho, uma nova tecnologia de simulação em desenvolvimento pelo Cenpes é o programa matemático a ser utilizado para simular as deformações das rochas ao longo do tempo. Além do Cenpes estão envolvidos no projeto o IPT – Instituto de Pesquisa Tecnológica de São Paulo – e a IBM. A importância do simulador está contida no fato de existir entre o ponto de perfuração do poço até o

reservatório do petróleo vários tipos de rochas e minérios, incluindo as rochas de sal. As rochas de sal deformam-se com certa facilidade diante da movimentação do subsolo, inviabilizando a prospecção dos poços, pois a deformação pode acarretar a destruição completa de todo o sistema de produção. O novo aparato tecnológico demonstra qual o caminho da deformação através de meses de processamento de cálculos, podendo viabilizar, por exemplo, a exploração da Bacia de Santos¹¹³ por sanar a dificuldade da existência de tal camada de sal (Exploração, 2005).

Para realizar este empreendimento foi de notória importância a contribuição científica do Professor do Departamento de Matemática Aplicada do Instituto de Matemática e Ciência da Computação (Imecc), Martin Tygel, o qual está envolvido com projetos do Cepetro e ANP na área de processamento sísmico. O professor desenvolveu um novo conjunto de algoritmos computacionais aplicados no processamento de interpretação sísmica. Pela inovação, o professor ganhou a medalha Conrad Schlumberger em 2002, concedida pela Divisão de Geofísica da Sociedade Européia de Geocientistas e Engenheiros (EAGE), considerada o principal prêmio europeu nesta área (Fava, 2005). A contribuição de Martin Tygel e dos demais parceiros conota a complexidade do empreendimento, refletindo na influência do *aprendizado pela interação* para a consecução deste projeto.

6.4 CONCLUSÕES PARCIAIS.

Em relação às metas da terceira fase do programa, o objetivo acerca de viabilizar a produção em campos sob lâmina d'água de até 3000 metros foi tecnicamente alcançado. Entretanto, nenhum campo com condições comerciais de ser explorado ainda foi encontrado. Sobre o objetivo específico de ampliar a produção nos campos de Marlim Sul (RJ), Roncador (RJ), Marlim Leste (RJ) e Albacora Leste (RJ), esse foi conquistado, tanto que a auto-suficiência em petróleo foi obtida através da contribuição destes campos. Apenas o campo de Jubarte (ES) ainda não foi conquistado, pois a super-plataforma ainda está sendo desenvolvida. Por fim, a maior viabilidade econômica da exploração *offshore* tem sido

¹¹³ A exploração e produção da Bacia de Santos ainda são desprezíveis se comparadas à das Bacias de Campos e do Espírito Santo. Até o início de 2006, apenas dois campos estavam em atividade contribuindo com 8 mil barris de óleo dia e 1,2 milhão de m³/dia. Como as reservas de hidrocarbonetos da Bacia são principalmente de gás natural, a expansão na produção nessa localidade tende a minimizar no futuro o problema de abastecimento referente às alterações na política de exploração e comercialização de gás natural pelo governo boliviano. A princípio as reservas de gás natural poderão substituir o gás importado da Bolívia. (Cordeiro, 2005; Bacia, 2006 c)

formada através dos novos recursos de simulação da companhia, como a interpretação sísmica mais avançada que fez reduzir significativamente os custos totais de perfuração.

A respeito da condução da trajetória nesta fase, existiu um importante diferencial tangente ao seu perfil. As inovações nas tecnologias relativas a essa parte da trajetória se mostraram principalmente incrementais. No entanto, surgiu uma nova e importante forma de geração de conhecimento em torno da trajetória através das tecnologias de simulação. Com isso, sugere-se que a trajetória das inovações durante o PROCAP 3000 tem tido um conteúdo incremental, mas uma forma radical, diante da criação de novas competências e instrumentos de projeção. Atrelado a essa forma radical, supõe-se que o conhecimento nessa fase tem sido ampliado e sofisticado por intermédio de um processo de capacitação caracterizado pelo aprendizado pela simulação. Entretanto, esta característica não exclui as demais formas de aprendizado, ao contrário, pois a simulação consegue potencializá-las, conforme descrito anteriormente.

Entretanto, o domínio das tecnologias de simulação não está relacionado diretamente e necessariamente com os projetos do PROCAP, pois a função do programa condiz especificamente às tecnologias de exploração *offshore*. Mas mesmo assim, os resultados auferidos pelos instrumentos de simulação são perfeitamente condizentes com os objetivos do programa, a ponto de permitir o avanço da exploração *offshore* para condições ainda mais complexas, como os campos de grande amplitude horizontal e/ou com rochas salinas. Além de potencializar o avanço das tecnologias *offshore* através dos instrumentos de realidade virtual.

Por fim, as tecnologias de projeção implicaram numa nova alternativa de aprendizado, demonstrando como o homem é capaz de desenvolver algo que permita ultrapassar dificuldades quando sua capacidade de interpretação da dinâmica dos fatos for insuficiente, como aprender o caminho das movimentações do petróleo no subterrâneo ou como é a constituição geográfica detalhada de cada reservatório.

O emprego destas tecnologias reflete uma observação feita por Malerba (2002) de que diante da transformação e expansão dos setores ao longo do tempo, novas competências, antes não essenciais, tornam-se imperativas para a evolução do setor, como biotecnologia; nanotecnologia; tecnologias de informação, etc. No caso em questão, a nova competência

condiz com as técnicas e tecnologias de simulação, afinal o segmento *offshore*, a partir de então, passou a apresentar uma maior viabilidade tecnológica e econômica.

CONCLUSÃO GERAL

O cenário formado durante o avanço da exploração *offshore* de águas rasas até ultra profundas em todo o mundo esteve repleto de necessidades/problemas tecnológicos que tiveram de ser resolvidos ao longo de muito esforço em atividades de pesquisas, as quais foram executadas por diversas companhias de petróleo e em diferentes províncias submarinas de petróleo por intermédio de diversificados processos (trajetórias) tecnológicos. Foram três as trajetórias encontradas: Sistema Rígido de Produção - desenvolvido no Golfo do México e teve como função viabilizar a produção em águas rasas; Sistema Flexível de Produção – desenvolvido no Mar do Norte e difundido no Golfo, cuja função foi viabilizar a produção em campos de água profunda; Sistema de Produção Flutuante – inicialmente desenvolvido no Mar do Norte, mas aperfeiçoado e difundido na Bacia de Campos. Também está vinculado à exploração em águas profundas, mas serviu também para viabilizar o Sistema de Produção Antecipado. Este panorama conota o dinamismo intrínseco do progresso tecnológico de evoluir por distintos caminhos.

Outro fator condizente com a análise da expansão das atividades *offshore* pelo mundo, foi a necessidade e possibilidade que alguns países encontraram na produção *offshore* como maneira de substituir o petróleo importado do oriente. Assim, ao longo de décadas de pesquisa, a opção *offshore* se transformou em uma grande oportunidade das companhias petrolíferas ampliarem o *portfólio* de produção e, conseqüentemente, o volume de prospecção de hidrocarbonetos. Atualmente, essa oportunidade pode ser expressa pelo fato das reservas *offshore* formarem aproximadamente 30% do volume total de petróleo existente. Portanto, é factível reconhecer a dinâmica tecnológica como fator de transmutação de necessidades e problemas em uma grande oportunidade a ser explorada.

No Brasil, o segmento *offshore* começou a se mostrar uma oportunidade de reduzir a dependência externa por petróleo a partir de meados de 70, por intermédio do Sistema de Produção Antecipada com a trajetória SPF para os campos mais distantes da costa marítima. A opção pelo SPF, no entanto, ainda era marginal nessa fase, pois a alternativa principal era o SRP, dado o pequeno limite de profundidade de prospecção da época. Mas ainda assim a experiência com o SPF foi de grande valia para constituição futura do conhecimento da Petrobrás, principalmente naquilo tangente ao reconhecimento de parceiros de pesquisa e de apoio nas atividades *offshore*, como na conversão de plataformas flutuantes de perfuração

para produção e no uso dessas em maiores profundidades. De certa maneira, isso induz ao raciocínio de que o *know who* da Petrobrás/Cenpes em SPF antecipou seu *know how*.

No entanto, a oportunidade de reduzir a dependência energética externa apenas alcançou uma real expressividade no início da década de 80, através das novas descobertas de grandes e profundos (além dos 400 metros) reservatórios de petróleo. Mas como inexistiam tecnologias prontas no mercado para viabilizar a produção desses campos, a Petrobrás teve de superar sua tradição de importadora de tecnologia para um nível mais elevado: o de geração e adaptação endógena de tecnologias. Dessa forma as tecnologias passaram a ser condizentes com os desafios peculiares ao ambiente brasileiro, permitindo a Petrobrás ampliar a produção e produtividade.

Portanto, a Petrobrás/Cenpes passou a desenvolver e adaptar sistematicamente e localmente as tecnologias requeridas para o avanço da produção *offshore*, por meio de um processo de aprendizado institucionalmente orientado e organizado com a criação do PROCAP em 1986. Esse programa se mostrou como a inovação organizacional que permitiu a Petrobrás ultrapassar a produção em campos de águas rasas e relativamente simples de serem perfurados e prospectados para campos ultra-profundos e geologicamente ainda mais difíceis de serem explorados.

Destarte, tem-se no Cenpes/PROCAP o grande articulador e responsável por esse quadro de superação de desafios e o principal responsável pela formação e organização do conhecimento relativo ao segmento, sendo eles: *know what* – reconhecimento dos aspectos geológicos das bacias sedimentares marítimas brasileiras; *know why* – realização dos estudos sobre as condições climáticas marítimas; *know who* – responsável pelo reconhecimento daqueles que poderiam se tornar parceiros na execução de atividades de pesquisa e *know how* – condizente com a seleção e geração de tecnologias utilizadas nos campos marítimos. Conseqüente a isso, o aprendizado promovido pelo Cenpes/PROCAP pode ser interpretado como o fator central da transmutação das necessidades/dificuldades de se desenvolver tecnologias *offshore* na oportunidade da nação se tornar auto-suficiente em petróleo. Ademais, o aprendizado tornou a Petrobrás uma das mais inovadoras do segmento a ponto de torná-la uma das líderes tecnológicas na exploração de petróleo em águas ultra-profundas.

Como descrito, a evolução da produção *offshore* esteve marcada pela expansão no nível de dificuldades de exploração. Com isso a constituição do conhecimento ao longo das três fases do programa aconteceu de maneira diferenciada. No PROCAP 1000, o Cenpes conseguiu superar as dificuldades através de inovações majoritariamente incrementais, por intermédio de um **aprendizado pelo uso do conhecimento externo** que absorveu o conhecimento científico e tecnológico externo da época e o adaptou para as necessidades locais. Já na segunda fase do programa, a mesma estratégia não se repetiu, pois as adversidades impuseram a necessidade de se gerar novas tecnologias, a ponto da trajetória passar a ser delineada principalmente por inovações radicais. Assim, o conhecimento foi constituído por um processo de capacitação tido como aprendizado pelo fazer conhecimento. Por fim, a atual fase da trajetória retornou a ser marcada por inovações incrementais, pelo fato do conhecimento acumulado requerer apenas alterações adaptativas para viabilizar os objetivos da última fase do programa.

Entretanto, ocorreu um importante diferencial nessa parte da trajetória em relação à sua forma, pois o aprendizado institucional passou a contar com uma “nova”¹¹⁴ ferramenta que potencializou o avanço do conhecimento da empresa. Essa ferramenta provém de técnicas de simulação computacional via processamento de modelos matemáticos. Com esse novo instrumento, a Petrobrás está conseguindo ampliar seu nível de excelência para além da exploração de campos em águas ultra-profundas como na perfuração e exploração de campos com camadas de sal e dos poços com grande amplitude horizontal, pois mesmo com a existência da técnica de perfuração horizontal a simulação virtual contribuiu fortemente para a melhor interpretação geológica dos reservatórios. Além dessa maior capacidade explorativa, a simulação tende a ampliar a viabilidade econômica da exploração dos poços por intermédio de *softwares* que relacionam fatores de produção (fluxo e qualidade do hidrocarboneto) com fatores macroeconômicos (inflação, taxa de câmbio, valor do barril, etc), permitindo a identificação do volume ótimo da produção. Assim, o Cenpes durante o PROCAP 3000 gerou um *up grade* no processo tradicional do aprendizado, afinal conduziu o conhecimento para novas áreas a serem pesquisadas.

Porém, essa nova metodologia de aprendizado ainda não está difundida em todos os setores da companhia, exatamente por ser um procedimento ainda em fase de implementação, ou seja, o hábito que um dia poderá se tornar uma rotina ainda está em

¹¹⁴ Na realidade não se trata de um novo instrumento, mas sim o emprego mais intensivo e sofisticado dessa ferramenta.

processo de institucionalização, tendo antigos costumes e até a falta de experiência como inibidores à sua rápida difusão. Mas diante daquilo já realizado por essas tecnologias de simulação, além de seu forte potencial de expansão, supõe-se a hipótese que o conhecimento em torno da última fase do PROCAP passou a ser formado, ao menos consideravelmente, pelo aprendizado por simulação.

Em toda a evolução do conhecimento do Cenpes/PROCAP, um fator marcante na condução do aprendizado foi a constante aproximação dos agentes de pesquisa da companhia com parceiros externos, sejam em projetos internos do PROCAP ou em projetos multi-clientes. Essa estratégia não foi apenas ampliada, mas também sofisticada, pois os parceiros da companhia também evoluíram ao longo do tempo. Em consequência a essa expansão e sofisticação, supõe-se a formação de uma rede de empresas e organizações não empresariais sob a forma de um Sistema Setorial de Inovações nesse segmento da indústria do petróleo no Brasil. Mas diante da ausência de um estudo pontual sobre a real formação de um SSI no segmento *offshore*, a dissertação apenas indicou tal possibilidade. Em consequência, sugere-se a realização de um estudo sobre o tema para a comprovação dessa sugestão. Outro estudo sugerido em relação às parcerias nas atividades de P&D provém da teoria contratualista, mais especificamente: como são os contratos entre a Petrobrás e suas parceiras e como funciona o direito de propriedade intelectual relativo às inovações geradas em conjunto.

De qualquer maneira, os nós dessa rede tiveram suas posições bem definidas, principalmente em relação à constituição do *Know Why* e *Know How* do setor, pois conforme enfatizou Minami (2006) o relacionamento da Petrobrás com universidades e institutos de pesquisa geralmente esteve voltado para desenvolver e absorver o conhecimento científico, ou seja, para a formação do *Know Why* da companhia. Isso acontece pelo fato das instituições de pesquisa estarem mais aptas a realizar as atividades de pesquisa em ciência fundamental. Em função disso, é factível supor que um dos principais mecanismos de aprendizado empreendido pelos parceiros institucionais (Cenpes, Universidades e Institutos) é o *learning by searching*, devido ao caráter de busca de novos conhecimentos dentro do lócus laboratorial. Além de contribuírem com o Cenpes/PROCAP, as universidades e institutos foram bastante influentes na condução e expansão das atividades *offshore* no país, através da formação de recursos humanos para trabalhar no segmento. Desta forma, essas instituições desempenharam a função de difundir o conhecimento codificado existente no mercado.

Já os demais parceiros (nós), como fornecedores, empresas de engenharia, consultores, companhias de petróleo, etc, tiveram uma posição mais voltada para estabelecer o *Know How* da empresa em criar e adaptar as tecnologias *offshore*. Através do avanço do conhecimento *offshore* do Cenpes/PROCAP, houve uma importante alteração na relação entre a Petrobrás e seus fornecedores. Antes do PROCAP a empresa tinha de se adaptar às tecnologias fornecidas, mas com o PROCAP esse sentido foi alterado, ou seja, os fornecedores passaram a se adaptar aos conceitos da Petrobrás. Em consequência desse domínio e geração de conceitos, a Petrobrás além de ter alterado o sentido do relacionamento com seus parceiros pôde recorrer mais intensamente aos fornecedores locais, afinal a companhia passou a ter condições de gerar e repassar o *Know How* formado aos novos fornecedores. Diante desta condição, os fornecedores da empresa tiveram que diminuir os custos pelo fornecimento, devido o domínio conceitual da Petrobrás, e também tiveram de criar laboratórios e escritórios no Brasil para melhorar o relacionamento com a companhia.

Além dos atributos endógenos à pesquisa promovida pelo Cenpes responsáveis pela formação do conhecimento e promoção do delineamento da trajetória SPF, existiram elementos exógenos às atividades de P&D do Centro que contribuíram para a constituição da trajetória. Ao considerar os elementos exógenos destacados por Possas (1999)(olhar p.8), alguns desses merecem destaque na condução da trajetória SPF: ***Elementos Econômicos da Estrutura do Mercado*** – mercado com bom nível de qualificação através de universidades que oferecem cursos com disciplinas e laboratórios de pesquisa aplicada ao setor *offshore*; um mercado com fornecedores locais capacitados, reduzindo assim a dependência externa e a geração local de inovações dado o apoio dos parceiros; ***Situação Macroeconômica*** – o contra-choque de petróleo de 1986 e a consequente redução do preço do barril, impôs a urgente necessidade de desenvolver localmente tecnologias *offshore* de acordo com as condições locais, reduzindo assim, o custo da produção local; a importação de equipamentos durante o primeiro PROCAP foi beneficiada por um câmbio favorável; ***Natureza Político-Jurídico-Institucional*** – as alterações decorrentes da flexibilização do monopólio e as consequentes mudanças no quadro de pesquisas do setor são fortes exemplos da influência *Político-Jurídico-Institucional* na condução da trajetória SPF no Brasil; ***Meio Ambiente*** – todos os projetos aprovados levam em consideração os aspectos da segurança ambiental e operacional, desta forma, a constituição das diversas tecnologias respeitou, a priori, as restrições ambientais.

Por fim, o referencial teórico neoschumpeteriano se mostrou amplamente satisfatório no sentido de viabilizar a investigação e a análise do processo de aprendizado na trajetória SPF implementado no PROCAP.

Através dos fatores aqui relacionados, espera-se que o objetivo geral e os específicos possam ter sido contemplados. Em relação aos objetivos específicos destacados na introdução (p.3, 1º§): o primeiro foi sintetizado no 1º parágrafo; o segundo no 3º e 4º parágrafo; o terceiro no 5º e o quarto no 10º e 11º parágrafo. Já o resultado do objetivo geral foi exposto no 6º, 7º e 8º parágrafo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEQ, “ANP coloca em consulta pública cláusula de investimento em pesquisa”, *Revista Eletrônica da Associação Brasileira de Engenharia Química*. Disponível em: <<http://www.abeq.org.br/view.php?id=324>>. Acesso: out.2005.
- Adrezin, R & Benaroya, H., “Non-linear stochastic dynamics of tension leg platforms”, *Journal of Sound and Vibration*, v.1, n.220, p.27-65, 1999.
- Albaugh, E. K. & Nutter, T., “2005 Deepwater Solutions & Records for concept selection: Going Deeper with Production Technology”, *Offshore Magazine*, special issue, 4p., dez.2005.
- ANP, Superintendência de Estudos Estratégicos, *Conjuntura & Informação*, Rio de Janeiro, n. 23, ago./out. 2003. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso: ago.2005.
- ANP, Superintendência de Planejamento e Pesquisa, *Produção Nacional de Petróleo e LGN em barris de óleo equivalente*, Rio de Janeiro, maio.2005. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso: ago.2005.
- Arrow, K.J. “The economic implications of learning by doing”, *Review of Economic Studies*; no.29, pp. 155-73; 1962.
- Assayag, M; Formigli, J.; Coelho, M. V., “Águas ultraprofundas no Brasil: os próximos passos para alcançar 3.000 metros”, *Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios de Petróleo, Química Fina, Gás e Indústria do Plástico*, ano III, n.15, p.14-28, 2000.
- Assayag, M., “O domínio das profundezas do mar”, *Cadernos Petrobrás*, n.2, p. 15-17, ago. 2002.
- _____, “Gerência do Procap”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n.54, out. 1989.
- Austin, D., B; Carriker, T.; McGuire, J.; Pratt, T.; Priest, A. G. “History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report”, *Papers on the evolving offshore industry*. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans- LA., v.1 , 98 p., 2004.
- Auto Suficiência, *Revista Eletrônica Petroquímica*, ed. 263, ago. 2004. Disponível em: <<http://www.petroequimica.com.br>>. Acesso: maio. 2005.
- Bacia de Campos, *Revista Eletrônica Petroquímica*, ed. 267, ago. 2004. Disponível em: <<http://www.petroequimica.com.br>>. Acesso: maio. 2005.
- Bacia de Campos, descoberta há 30 anos, virou complexo com 40 mil pessoas, *Site Click Macaé*. Disponível em: <<http://www.clickmacae.com.br/?sec=356&pag=noticia&cod=3042>>. Acesso: jan. 2006. (b)

- Bacia de Santos. Disponível em: <http://www.gasenergia.com.br/portage/port/not/int_noticias.jsp?id=3845&mes=01&ano=2006&id_sessao=4>. Acesso: mai. 2006. (c)
- Bannwart, A.C., “Tecnologia facilita escoamento e aumenta vazão do óleo”, *Jornal da Unicamp*, ed. 208, p.3, 31 mar. 2003.
- Barbosa, R., “Plataformas offshore ontem, hoje e amanhã”, *Brasil Energia Online*, artigo publicado em abr. 2004. Disponível em: <http://www.brasilenergia.com.br/index.php?secao=artigo&id_artigo=17>. Acesso: jan. 2006.
- Bauman, S., “Spar sailaway”, *Endeavors: Kerr-McGee Magazine*, p.8-10, third quarter, 2001.
- Beal, C. R.; Barbosa, G. A; Lima, M. J., “Optimization of Transfer and Storage Using Modeling and Simulation Tools”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 46, n.2, p.101-107, jan./jul. 2003.
- Bell, M. & Pavitt, K. “Accumulating technological capability in developing countries”, *The World Bank Research Observer*, p.257-284, 1992.
- Bergallo, J. C.; Mohamed, R. S.; Oliveira, M. G., “Cristalização de Parafinas, Formação de Organogéis e Escoamento em Oleodutos”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 44, n.1, p.21-36, jul./dez. 2001.
- Beynon, R.C., “What can the North Sea teach the world”. Disponível em: <<http://www.examconsultants.co.uk/publications/What%20the%20North%20Sea%20can%20teach%20the%20World.pdf>>. Acesso em jan. 2006.
- BNDES. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/setorial/get2is33.pdf>>. Acesso: fev. 2006.
- Bosco, F., “Tecnologia a fundo”, *Revista Eletrônica Petroquímica*, ed. 263, ago. 2004. Disponível em: <<http://www.petroequimica.com.br>>. Acesso: maio 2005.
- Brasil inaugura o 1º tanque de provas numérico do mundo, *site do Ministério de Ciência e Tecnologia*. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/sobre/namidia/MCTnamidia/2002/27_02.htm>. Acesso: out. 2005.
- Britto, J. N. P., “Características Estruturais e *Modus-Operandi* das Redes de Firmas em condições de diversidade tecnológica”, *Tese de Doutorado*, Cassiolato, J. E. (orientador), Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999.
- Bruni, P. B., “Petrobrás: Estratégia e esforço tecnológico para alavancar competitividade”, *Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás*, n.3, mar. 2002. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-mar2002.pdf>>. Acesso: maio 2005.

- Carvalho, A. M.; Baratelli, F. Jr.; Assayag, M. I., “Petrobrás Technological Strategies for the optimization of Brazilian Petroleum Industry”, *World Energy Council*, 17^o Congresso, ano 2005. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/2_1_13.asp>. Acesso: jan. 2006.
- Carvalho, C.J., “Mergulho na alta tecnologia”, *Revista Power: Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas*, n. 21, p.12-16, 2003.
- Cassiolato, J. E., “Interação, Aprendizado e Cooperação Tecnológica”, texto de discussão apresentado na *Red Iberoamericana de Indicadores de Ciencia y Tecnología*, Bogotá, 21 p., ago. 2004.
- Cenpes. Disponível em: <http://www2.Petrobrás.com.br/tecnologia/portugues/centro_cenpes/centro_cenpes.stm> Acesso: maio 2005.
- CHEVRONTEXACO’S Milestones in History, 125th Anniversary Issue. Disponível em: <http://www.chevron.com/history/news/publications/3rdQ2004/docs/3rdQ2004_milestones.pdf>. Acesso: jan. 2006.
- Cimoli, M. & Della Giusta, M. “The nature of technological change and its main implications on national and local systems of innovation”, In: D. Batten, C.S. Bertuglia, D. Martellato, S. Occelle (eds.), *Learning, Innovation and Urban Development*. 1999.
- Coelho, L.; Jordani, C.; Oliveira, M.; Masetti, I., “Equilibrium, Ballast Control and Free-Surface Effect Computations Using The Sstab System”. Artigo apresentado na 8^a International Conference of Stability of Ships and Ocean Vehicles, Londres, 12 p., ago. 2003.
- Colavitti, F., “A explosão da realidade virtual”, *Revista Galileu: Globo*. Disponível em: <<http://revistagalileu.globo.com/Galileu/0,6993,ECT803835-1938,00.html>>. Acesso: out. 2005.
- Conde, M. V. F. & Araújo-Jorge, T. C., “Modelos e concepções de inovação: a transição de paradigmas, a reforma da C&T brasileira e as concepções de gestores de uma instituição pública de pesquisa em saúde”, *Ciência & Saúde Coletiva*, v.8, n.3, p. 727-741, 2003.
- Consórcio elabora no Brasil projeto básico da P-57, *Site Guia Offshore*. Disponível em: <http://www.guiaoffshore.com.br/Editoria.asp?ID_Editoria=15>. Acesso: maio 2005.
- Consumo Nacional de Gás. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/ultimas/economia/noticias/2006/mai/02/86.htm>>. Acesso: mai. 2006.
- Corazza, R. I. & Fracalanza, P. S., “Caminhos do pensamento neo-schumpeteriano: para além das analogias biológicas”, *Nova Economia*, Belo Horizonte, v.14, n.2, p.127-155, mai./ago. 2004.
- Cordeiro, A. L., “Template-Manifold Octos 1000”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n.82, set. 1990.

- Cordeiro, R., “Santos, uma bacia em desenvolvimento”, *Brasil Energia*, n.300, p.44-46, nov.2005.
- Costa, C. A., “Método de Instalação de riseres e linhas submarinas em águas profundas”, *Relatório Interno - Notícias Procap*, n. 79, jul. 1990.
- Cotrim, M., “Avaliação dos métodos para prevenção da formação de depósitos de parafina e sua remoção”, *Relatório Interno - Notícias Procap*, n. 91, set. 1993.
- David, P.A., “The economics of QWERTY”, *American Economic Review*, vol. 75. Papers and Proceedings, p. 332–337, 1985.
- Debeir, J-C *et alli*. “A Expansão do Sistema energético capitalista”, *Uma história da energia*. Brasília: Ed. UnB, p. 169-206, 1993.
- Del Vecchio, C. & Meniconi, L. C., “Deep Water Mooring Systems Using Fiber Ropes”, *Composite Materials for Offshore Operations – 2*, S. S. Wang, J. G. W. & Lo, K. H. (eds.), American Bureau of Shipping, p. 255-264, 1999.
- O desafio dos óleos pesados, *Jornal da Unicamp*. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE3/artigo.htm>>. Acesso: jun. 2005.
- Diprex, “Projeto de Unidade Flutuante Semi-Submersível”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n.53, set. 1989.
- Dingwall, B., “Raising the game, realizing the potential”, *Offshore Europe Review*, palestra proferida por Bruce Dingwall em Offshore Europe 2003: Oil & Gas Exhibition & Conference, Fleming Auditorium, London-UK, 7p., 02 set. 2003.
- Dosi, G., “Technological paradigms and technological trajectories”, *Research Policy*, v.2, n.3, p.147-162, 1982.
- _____, “The nature of the innovative process”, *Technical Change and Economic Theory*, Londres & Nova York: Pinter Publisher, p.221-238, 1988.
- ELSEVIER. “Offshore Pioneers: Brown & Root and the History of Offshore Oil and Gas”, *Elsevier bookstore*. Disponível em: <<http://www.elsevier.com>>. Acesso: jun. 2005.
- EnCana anuncia descoberta de campo petrolífero "promissor" na Bacia de Campos, *Site Guia Offshore*. Disponível em: <http://www.guiaoffshore.com.br/Materia.asp?ID_MATERIA=3249>. Acesso: maio 2005.
- Etzkowitz, H. & Leydesdorff. L., “ The Dynamics of Innovation: From National Systems and “Mode 2” to a Triple Helix of University–Industry–Government Relations”, *Research Policy*, v.29, n. 2, p. 109–123, fevereiro/2000.
- Exploração: Petrobrás confirma vestígios de petróleo na Bacia de Campos, jornal *Gazeta do Povo*, p.24, 01 setembro 2005.

- Exploração e produção mantêm liderança nos recursos do Cenpes, *Jornal da Unicamp*, out. 2003. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE18/out_03_7.htm>. Acesso: set. 2005
- Fava, R. A., “Martin Tygel ganha prêmio internacional”, *Jornal da Unicamp*, n.181, jul. 2002. Disponível em: <http://www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/julho2002/unihoje_ju181pag10.html>. Acesso: set. 2005.
- Ferreira, M. D., “Tanque de Provas”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n. 32, nov. 1988.
- Fields in Production. Disponível em: <<http://www.dep.no/filarkiv/204691/Facts OG1204.pdf>>. Acesso: jan. 2006.
- Filho, S. S.; Souza, L. A.; Filho, I. A., “Manual for Monitoring / Inspection of Integrity of Subsea Flexible Line”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.46, n.3, p. 270 - 281, jul./dez. 2003.
- Filtro Slotted Liner, Site FINEP. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/premio/folhas_inovacao_premio_2004/sudeste_tela.pdf>. Acesso: jun. 2005.
- FINPEP, “Setor de petróleo recebe apoio de grandes programas”, *Site Finep*. Disponível em: <<http://www.finep.gov.br>>. Acesso: out. 2005.
- Fonseca, M. G. & Leitão, D. M., “Reflexões sobre o relacionamento entre o Cenpes e a Universidade”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.31, n.2, p.165-173, abr./jun. 1988.
- Freeman, C., “A new national system of innovation?”. In: Dosi, G., Freeman, C., Nelson, R., Silverberg, G. and Soete, L., Editors, 1988. *Technical change and economic theory*, Pinter, London and New York, pp. 330–348.
- Freeman, C. & Soete, L., *The economics of industrial innovation*, Massachusetts: MIT press edition, ed.3, p.85-105; 265-285, 1997.
- Freitas, A. G., “Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas: o caso da Petrobrás”, Dissertação de Mestrado, Furtado, A.T. (orientador), Unicamp, 180p., 1993.
- _____, “Novo instrumento de política científica e tecnológica no setor petrolífero nacional: a experiência do CT-Petro”, *Revista Eletrônica ComCiência*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet22.shtm>>. Acesso: jan. 2006.
- Furtado, A. T., “Mudança Institucional e Inovação na Indústria Brasileira de Petróleo”, Artigo apresentado na Conferência “Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo em América Latina”, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 20p, 5-7 novembro 2003.
- _____, “Mudança Institucional e Política Industrial no Setor Petróleo”, *Revista Eletrônica ComCiência*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet14.shtml>>. Acesso: jun. 2005.

- _____, “La Trayectoria Tecnológica de Petrobrás en la producción costa afuera”, *Revista Espacios*, v.17, 1996
- Furtado, A. T. & Freitas, A. G., “Nacionalismo e Aprendizagem no Programa de Águas Profundas da Petrobrás”, *Revista Brasileira de Inovação*, v. 3, n.1, p.55-86, jan./jul. 2004.
- _____, “O novo padrão de inovação da Petrobrás na década de 1990”, artigo apresentado no XXI Simpósio de Gestão da Inovação Tecnológica, Universidade de São Paulo – Núcleo PGT, São Paulo-SP, 16p., 7-10 nov. 2000.
- Furtado, F; Fernandes, T. “Um jeito novo de investir em C&T”, *Ciência Hoje*, vol. 31, nº 184, p.89-91, jul. 2002. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/ctc/doc/ctpetro/CH_julho2002.pdf>. Acesso: jun. 2005.
- _____, “Um (bom) negócio para pequenos”, *Ciência Hoje*, vol. 32, nº 188, p.81-82, nov. 2002 b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/ctc/doc/ctpetro/CH_novembro2002.pdf>. Acesso: jun. 2005.
- _____, “Conteúdo Nacional” *Ciência Hoje*, vol. 32, nº 192, p.81-85, abr. 2003. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/ctc/doc/ctpetro/CH_abril2003.pdf>. Acesso: jun. 2005.
- _____, “Ancoragem de Ponta” *Ciência Hoje*, vol. 32, nº 192, p.86-89, abr. 2003 b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/ctc/doc/ctpetro/CH_abril2003.pdf>. Acesso: jun. 2005.
- Garcez, C. D., “Sistemas Locais de Inovação na Economia do Aprendizado: Uma Abordagem Conceitual”, *Revista do BNDES*, v. 7, n. 14, p. 351-366, dez. 2000.
- Gioeffi , C. S.; Azevedo, R.A.; Bezerra, C. A. M., “”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 48, n.1, p.1-12, jan./jun. 2005.
- Godoy, M., “Cenário Promissor”, *Revista Power: Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas*, n. 7, p. 17-19, 2001.
- Gonçalves, E. & Gavio, F. P. H., “Capacidade de Inovação Regional: o papel de instituições e empresas de base tecnológica em Juiz de Fora”, *Nova Economia*, Belo Horizonte, v.12, n.1, p. 89-115, jan./jun. 2002.
- Harding, R., “Evolution, Path Dependency, Learning and Innovation”, *Essay Review*, n.40, p.289-299, 2002.
- Heffernan, G. M., “Path Dependence, Behavioral Rules, and the Role of Entrepreneurship in economic Change: The Case of the Automobile Industry”, *The Review of Austrian Economics*, v.16, p.45-62, 2003.
- História do petróleo no Brasil, *Revista Eletrônica ComCiência*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet06.shtml>>. Acesso: maio 2005.
- Houson, C., “Pipers play, corks pop”, *Endeavors: Kerr-McGee Magazine*, p.1-3, third quarter, 2001.

- INPI, “Detector de falhas em dutos de petróleo”, *Site do INPI*. Disponível em: <<http://inventabrasilnet.t5.com.br/pig.htm>>. Acesso: nov. 2005.
- _____, “Extração de Petróleo de alta viscosidade”, *Site do INPI*. Disponível em: <<http://inventabrasilnet.t5.com.br/ympetrol.htm>> . Acesso: nov. 2005 (b).
- Jardine, R. J.; Hight, D. W; McIntosh, W., G, “Hutton tension leg platform foundations: measurement of pile group axial load-displacement relations”, *Géotechnique*, v. 38, n. 2, p. 219-230, 1988.
- Jardine, R. J. & Potts, D. M. “Hutton tension leg platform foundations: prediction of driven pile behaviour”, *Géotechnique*, v. 38, n. 2, p. 231-252, 1988.
- Jin, J. Y.; Peña. J. P.; Troege, M., “Learning by doing, spillovers and shakeouts”, *Journal of Evolutionary Economics*, n.14, p.85-98, 2004.
- Keilen , H. (ed.), *Norwegian Petroleum Technolog: A success story*, livro publicado por *Norwegian Academy of Technological Sciences* e Offshore Media Group: NTVA, Trondheim-Noruega, 98p., 2005.
- Kelvin, J. P., *Milestones and influences in US offshore history (1947-1997)*. Disponível em: <<http://www.kingdomdrilling.co.uk/diggin/Milestones%20US%20Oil%20history.pdf>> Acesso: jan. 2006.
- Khalip, A., “Devon espera fazer nova descoberta na Bacia de Campos”, *Site Guia Offshore*. Disponível em: < http://www.guiaoffshore.com.br/Materia.asp?ID_MATERIA=2986>. Acesso: maio 2005.
- Lankford, R.L., “Marine Drilling”. In: Brantly, J.E., eds. *History of Oil Well Drilling*. Houston: Gulf Publishing. 1971.
- Lappegaard, O. T.; Solheim, B. J., Plummer, F.B., “Snorre Project Strategies and Status”, *paper OTC 6626*, apresentado na 23ª Conferência Anual da Offshore Technology Conference, Houston:Texas, mai. 1991.
- A Logística, *Site Click Macaé*. Disponível em: <<http://www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=261>>. Acesso: jan. 2006.
- Lundvall, B-A (ed.), "National Systems of Innovation - Towards a Theory of Innovation and Interactive Learning", Pinter Publishers, London, 1992.
- _____, “Políticas de Inovação na Economia”, *Parcerias Estratégicas*, n.10, p. 200-18, 2001.
- _____, “Um amplo panorama sobre a inovação nas economias de industrialização recente”, *Tecnologia, aprendizado e inovação: as experiências das economias de industrialização recente*/ organizadores Linsu Kim e Richard Nelson; tradutor: Carlos D. Szlak, Campinas: Editora da Unicamp, p.135-155, 2005.
- Maia, J. L. P & Barros, M T. L., “Process Audits in Maritime Facilities for the Production of Petroleum”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.46, n.3, p.196-207, jul./dez. 2003.

- Malerba, F., "Sectoral Systems of Innovation and Production", *Research Policy*, v.31, n.2, p.247-264, 2002.
- _____, "Sectoral Systems and Innovation and Technology Policy", *Revista Brasileira de Inovação*, v.2, n.2, p.329-375, jul./dez. 2003.
- _____ & Orsenigo, L., "Knowledge, innovative activities and industrial evolution", *Industrial and Corporate Change*, v. 9, n. 2, p.289-, jun. 2000.
- Marshall, J., "A call to action for the offshore industry", *Offshore Magazine*, 2p., may 2005.
- McGuire, T. "History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: An oral history of the development of the oil and gas industry - Interim report", *Papers on the evolving offshore industry*. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans- LA, v.2, 148 p., 2004.
- Messina, E., "Sistema Submarino de Bombeio", *Relatório Interno - Notícias Procap*, n. 118, ago. 1995.
- Miles, L., "Offshore Pioneers: Hermans and George Brown sought adventure through engineering", *Insight Magazine: Process, Power & Marine*. Disponível em: <<http://www.intergraph.com>>. Acesso: nov. 2005.
- Minami, K. Entrevista gravada em 11/04/06.
- Motta, E. P., "Completação em Poços Horizontais", *Relatório Interno - Notícias Procap*, n. 29, out. 1988.
- Moura, D. & Martinelli, O., "Capacitação tecnológica da indústria brasileira de sementes", *Indicadores Econômicos FEE*, v.32, n.3, p.77-100, nov.2004.
- Mowery, David C.; Rosemberg, Nathan, *Technology and the pursuit of economic upheaval growth*, Cambridge: Cambridge University Press, ed. 2, 1994, 330 p.
- Nelson, R. (ed) "*National Innovation Systems - a Comparative Analysis*", Oxford University Press, 1993.
- Nelson, R. & Nelson, K. "Technology, institutions, and innovation systems", *Research Policy*, v.31, n. 2, p. 265-272, fev 2002.
- Nightingale, P. "A cognitive model of innovation", *Research Policy*, v.27, n.7, p.689-709, nov. 1998.
- NOIA, "History of Offshore", *National Ocean Industries Association*. Disponível em: <<http://www.noia.org/membersonly/currentissues/default.asp>>. Acesso: nov. 2005.
- Norwegian oil history in brief. Disponível em: <<http://odin.dep.no/filarkiv/204702/FactsOG0104.pdf>>. Acesso: jan. 2006.
- Novo modelo nacional de financiamento científico e tecnológico, *Site MCT*. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/sobre/noticias/2000/03_04.htm>. Acesso: out. 2005.

- Nunes, G. C., “Concepção de Unidade de Separação Trifásica Compacta”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 48, n. 1, p. 18 – 24, jan./jun. 2005.
- Oliveira, C., “Resumo Histórico do Treinamento na Petrobrás”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 4, n.1, p.71-78, jan./jun. 1961.
- Oliveira, J. C., “O Setor Petroquímico”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.27, n.1, p. 50-73, jan./mar. 1984.
- Pagot, P. R., “Avaliação de Sistema de Separação Submarina (SSS) e transferência de petróleo”, *Relatório Interno - Notícias Procap*, n. 128, jun. 1996.
- Penna, M. O.; Oliveira, H.B.; Silva, E. D., “Metabolic Activity Assessment (H2S Production) of Mixed Cultures of Sulfate Reducing Bacteria (SRB)”,
- Pertusier, R. R., “Sobre a eficácia da OPEP como cartel e de suas metas como parâmetros de referência para os preços do petróleo”, Dissertação de Mestrado, Almeida, E. F. (orientador), Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.
- Pesquisa petrolífera do Brasil na fronteira do conhecimento, *Revista Eletrônica ComCiência*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet07.shtml>>. Acesso: maio 2005.
- Petkovic, M. A., “SS-460 plataforma semi-submersível específica de produção”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n.60, jan. 1990 (a).
- _____, “Vitória Régia: Plataforma Semi-Submersível de Produção”, *Relatório Interno – Notícias Procap*, n.87, nov. 1990 (b).
- Petrobrás. *Relatório de Reavaliação do PROCAP 1000*. Rio de Janeiro, 11p., 1991.
- PETROBRÁS, “30 years of Deep Water Technology”, *Petrobrás Magazine: International Communications*, 77p., jun. 2005 (a).
- Petrobrás destina 1% do faturamento para desenvolver tecnologia e novos produtos, *Jornal da Unicamp*. Disponível: <http://www.dep.fem.unicamp.br/bv/completa/out_11_1.htm>. Acesso: out. 2005 (b).
- Petrobrás investe em novas tecnologias offshore, *Jornal da Unicamp*. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE13/artigo3.htm>>. Acesso: maio 2005 (c).
- Petrobrás na Vanguarda, *Jornal da Unicamp*. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/be10/Artigo_Petrobrasnavanguarda.htm>. Acesso: maio 2005 (d).
- Petrobrás. “Produção, Venda, Importação e Exportação de Óleo e Derivados (Mbpd)”, *Destaques Operacionais*. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/Abastecimento/Abastecimento.asp>. Acesso: jul. 2006.
- O petróleo é nosso, *Revista Eletrônica ComCiência*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet01.shtml>>. Acesso: maio 2005.

Pimenta, M. Entrevista gravada em 13/04/2006.

As Plataformas, Site Click Macaé. Disponível em: <<http://www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=263>>. Acesso: jan. 2006.

Raposo, A.; Russo, E. R.; Gattass, M.; Fernando, T., “A realidade virtual na Indústria de Exploração e Produção de Petróleo”, *Realidade Virtual: Conceitos e Tendências*: Editora Mania de Livro, São Paulo, p.283-288, 2004.

Rizzello, Salvatore. “Knowledge as a Path-Dependence Process”, *Journal of Bioeconomics*, n. 6, p.255-274, 2004.

Rosa, J. L., “Companhias usam computação avançada para economizar em projetos: Realidade virtual para ganhos reais”, *Jornal Valor Econômico*, caderno Desenvolvimento, 13 ago. 2001.

Rosenberg, N. *Exploring the black box; technology, economics, and history*, Cambridge: Press of University of Cambridge, p. 9-23; 161-189, 1994.

_____. *Inside the black box*, Cambridge: Press of University of Cambridge, p. 81-140, 1982.

_____. “The direction of technological change: inducement mechanism and focusing devices”, *Economic Development and Cultural Change*, v. 18, p. 1-24, 1969.

Scatolin, F. D.; Porcile, G.; Sbicca, A.; Drummond, C. M., “Sistemas Regionais de Inovação: Estudos de caso no Estado do Paraná”, *Nota Técnica 28/99 - Projeto Globalização e Inovação Localizada: Experiências de Sistemas Locais no Âmbito do Mercosul e Proposições de Políticas de C&T*. IE/UFRJ. Mangaratiba-RJ, dezembro de 1998.

Scheffer, J. R.; Cario, S. A.; Nicolau, J. A., “Capacitação Tecnológica de Micro e Pequenas Empresas em Arranjos Produtivos Locais: um estudo no segmento de materiais”, artigo apresentado no *VIII Encontro de Economia da Região Sul – ANPEC Sul*, 18 p., 2005.

Separador de Fundo, Site UFRJ. Disponível em: <<http://www.coppe.ufrj.br/recope/tecsu/sub/separado.htm>>. Acesso: maio 2005.

Shima, W. T. & Lorenz, A.G.A., “O papel do CITS na política de desenvolvimento tecnológico no Paraná”, *Revista Produção*, v.15, n.3, p.310-321, set./dez. 2005.

Simmons, M.R., “IRO Jubilee: Celebrating 30 Years of Offshore Success”, Texto apresentado na celebração de 30 anos de empresas holandesas no segmento offshore: IRO JUBILEE, Holanda, Amsterdã, 9p., nov. 2001.

Sindicatos apostam na indústria naval para enfrentar o desemprego, *Site da CUT-RJ*. Disponível em: <<http://www.cutrj.org.br/conquista66.htm>>. Acesso: maio 2005.

Sindipetro, “Histórico da atividade offshore no Brasil”. Disponível em: <<http://www.sindipetroce.org.br/Ind%FAstria%20do%20Petr%F3leo/No%20Brasil/Hist%F3rico%20da%20atividade%20offshore%20no%20Brasil.htm>>. Acesso: jan. 2006.

- Sistemas de Produção Flutuante, *Site UFRJ*. Disponível em: <<http://www.ufrj.br/materia.php?cod=165>>. Acesso: maio 2005.
- Soares, P. “Tecnologia desenvolvida para o Campo de Roncador conquista prêmio OTC 2001”, *Revista Power: Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas*, n. 7, p. 5-7, 2001.
- Souitaris, V. “Technological trajectories as moderators of firm-level determinants of innovation”, *Research Policy*, v.31, n.6, p. 877-898, aug.2002.
- Subsea Completions, *Society of Petroleum Engineers*. Disponível em: <http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_1714_1004123,00.html>. Acesso: jan. 2006.
- A tecnologia para buscar petróleo em locais cada vez mais difíceis e mais distantes, *Jornal Hora do Povo*. Disponível em: <<http://www.horadopovo.com.br/pag3-petro-b.htm>>. Acesso: out. 2005.
- Toniatti, G., “Brazil furthers its leadership in deepwater E&P”, *WorldOil Magazine*, v.224, n.11, nov. 2003.
- U.S Department of the Interior, “Gulf of Mexico Region: Environmental Information”, *Minerals Management Service*. Disponível em: <http://www.gomr.mms.gov/index_common.html>. Acesso: nov. 2005.
- Vidor, G. “Auto-suficiência para valer só quando o país virar forte exportador”, *Globo OnLine - Petróleo e Gás*, ed. 27 de julho 2006. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/petroleo/vidor/materia_44.asp>. Acesso: jul. 2006.
- Watkins, G.C., *Characteristics of North Sea Oil Reserve Appreciation*, Massachusetts Institute of Technology: MIT Press, Cambridge, 98p., 2000.
- Wenger, E.; McDermott, R.; Snyder, W., “The Early Stages of Development: Planning and Launching Communities”, *Cultivating Communities of Practice: a guide to managing knowledge*: Harvard Business Scholl Press, Harvard-MA, cap.4, 13p., 2001.
- Werneck, M. Entrevista gravada no dia 12/04/2006.
- Williams, I. Z., “Pesquisa Tecnológica”, *Boletim Técnico Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.10, n.1, p.85-98, jan./mar. 1967.
- Zylbersztajn, D.; Fernández, E. F. “Gás, Petróleo e Desenvolvimento”, *Jornal do Brasil*, seção Opinião, 01 dez. 1999. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/ctc/ctpetro/publicacoes.htm>>. Acesso: nov. 2005.

ANEXO I – Roteiro de Entrevistas

Em alguns momentos, em vez de colocar X, utilizar a medida de peso: 0 – importância nula; 5 – importância média; 7 – importância elevada; 9 – importância muito elevada.

PROCAP 1000

1 - Projeto da Plataforma Vitória Régia

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

No momento inicial da execução do projeto da Plataforma Vitória Régia, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte)

Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial.

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais, em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução do projeto ANM-H (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento proveniente do *know how* adquirido na consecução de projetos semelhantes no passado foi de _____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos _____

- O conhecimento gerado em Sistema de Produção Flutuante durante a fase em que este sistema era empregado unicamente para viabilizar a Produção Antecipada foi de _____ importância (0,5,7,9)

Independente do grau de capacitação dos agentes antes do início do projeto:

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos fatos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como: o material utilizado para a construção do casco da plataforma; qual o tipo ideal de *risers* para o novo conceito de plataforma; seria utilizado água de lastro ou ar como material flutuador, etc.

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos princípios científicos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como: os princípios relativos ao funcionamento das bóias flutuantes; relação tamanho da plataforma x empuxo, etc.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) importância para a finalização do mesmo.

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto, tanto Universidades quanto empresas :

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO							
\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto 3 – Elaboração do Conceito 4 - Engenharia Básica

- A criação do conceito de ANM-H pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

- A empresa Gotaverken Arendal, que havia desenvolvido atividades de parceria com a Petrobrás para conversão das plataformas de perfuração para plataformas também de produção entre meados das décadas 70 e 80, foi de _____ (0,5,7,9) importância em relação às demais parceiras.

Comentários Gerais

2 - Projeto da Arvore de Natal

A Petrobrás durante a 1ª fase do Procap desenvolveu um conceito de uma nova Árvore de Natal, mas que não chegou à etapa de produção. Mesmo não sendo produzido, o conceito trouxe algumas benesses à companhia, então:

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto:

No momento inicial da execução do projeto da ANM, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte)

Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial.

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais, em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento destes profissionais, em relação ao *know how* (dos agentes) existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos que formaram o *know How*

Independente do grau de capacitação dos agentes antes do início do projeto:

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos fatos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como: o material utilizado para a construção do equipamento; o tipo de terreno e respectivo design do equipamento que melhor se adaptava ao terreno da Bacia dos Campos, etc

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos princípios científicos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia: a força e tipos de equipamentos internos que realizam a atividade de prospecção.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia tiveram importância muito elevada (9) na realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto:

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) para a consecução deste projeto .

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO							
\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito; 4 - Engenharia Básica

- A criação do conceito de ANM pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais _____

3 – Projeto do *Template/Manifold*

A - O conhecimento tecnológico (*ex-ante*) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

No momento inicial da execução do projeto do *template/Manifold*, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte)

Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial.

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais era ____ referente à literatura técnica existente (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento destes profissionais era ____ referente ao *know how* adquirido na consecução de projetos semelhantes no passado (0, 5, 7, 9)

- Neste caso, o conhecimento tecnológico e científico em *Manifold* gerado no desenvolvimento do *dry atmosphere manifold* (1978), teve ____ (0, 5, 7, 9) de importância para a construção do novo conceito de *Manifold* no Procap 1000.

- Neste caso, o conhecimento tecnológico e científico relativo às atividades do Departamento de Perfuração (Deper), desde o início da década de 80, aparentemente para melhor capacitar a Petrobrás na perfuração e instalação de *manifolds* nos terrenos da Bacia de Campos, teve ____ (0, 5, 7, 9) de importância para a construção do novo conceito de *Manifold* no Procap 1000.

Independente do grau de capacitação dos agentes antes do início do projeto:

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos fatos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como o tipo de terreno da Bacia de Campos e relação ao design deste equipamento.

No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos princípios científicos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia: os princípios relativos ao funcionamento das válvulas do manifold e da relação deste com as ANM.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia tiveram importância muito elevada (9) na realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto:

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) importância .

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO							
\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito

4 - Engenharia Básica- A criação do conceito de Manifold pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais

Em sua opinião, quais foram os outros principais projetos desta 1ª fase do Procap, para a capacitação da Petrobrás em Águas Profundas neste período?

Acredita que a capacitação tecnológica empreendida pelo Cenpes/Procap nos casos comentados acima, é bastante semelhante aos diversos outros projetos executados durante o Procap 2000, no sentido de serem orientados e organizados pelo centro? Sendo estes, portanto, um forte exemplo de como o conhecimento *offshore* da Petrobrás é constituído de maneira endógena à firma.

PROCAP 2000

1 – Projetos das tecnologias relativas ao sistema de bombeamento de petróleo do interior do poço até o Manifold ou ANM:

1 A - Sistema de Bombeamento Centrífugo Submarino (BCSS)

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

- No momento inicial da execução do projeto da SBCS, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte). Justifique.

- Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial. Quais?

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário a ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento destes profissionais em relação ao *know how* (dos agentes) existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos: _____

- No início desse projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos princípios científicos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como: a ação da força centrífuga no interior do reservatório.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto (Universidades, empresas, institutos, etc): _____

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto foram de _____ (0,5,7,9) para a consecução deste projeto .

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO

	*	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função
\ Função Parceira	1						

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito; 4 - Engenharia Básica.

- A criação do conceito de BCSS pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

- Comentários Gerais

1B - Vertical Annular Separation and Pumping System (VASP).

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

- No momento inicial da execução do projeto da VASP, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte). Justifique.

- Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial. Quais?

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento destes profissionais em relação ao *know how* (dos agentes) existente foi de ____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos: _____

- No início deste projeto, a Petrobrás tinha conhecimento _____ (fraco, médio ou forte) **dos princípios científicos** que influenciariam na elaboração e construção da tecnologia, como: como separar o petróleo da água.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto (Universidades, Empresas, Institutos, etc): _____

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto foram de _____ (0,5,7,9) para a consecução deste projeto .

A função básica da parceira

COLABORAÇÃO

\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito; 4 - Engenharia Básica

- A criação do conceito do VASP pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais

2 - Projetos para exploração de reservatórios horizontais

2 A - Projeto da Árvore de Natal Horizontal (ANM-H)

A - O conhecimento tecnológico (*ex-ante*) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

- No momento inicial da execução do projeto da ANM-H, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte)

- Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial.

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução do projeto ANM-H (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento proveniente do *know how* adquirido na consecução de projetos semelhantes no passado foi de _____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos _____

- O conhecimento dominado antes da execução do projeto em relação aos “princípios científicos” foi de _____ (0,5,7,9) para a consecução do projeto, como: a diferença de pressão interna de um poço horizontal em relação ao um vertical.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) importância para a finalização do mesmo.

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto, tanto Universidades quanto empresas :

- Statoil que havia desenvolvido um conceito próprio de ANM-H no Mar do Norte foi um exemplo?

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO

\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais;

o O conceito da ANM-H da Petrobrás surgiu da aquisição e *upgrade* da ANM-H da empresa de engenharia norte-americana Drill-Quip. O conceito brasileiro foi muito diferente da Drill-Quip?

* 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito; 4 - Engenharia Básica

- A criação do conceito de ANM-H pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais

2 B - Projeto da Perfuração Horizontal (PH)

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

- No momento inicial da execução do projeto da PH, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte). Justifique.

- Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial. Quais?

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais para consecução do projeto **PH** era _____ referente à literatura técnica existente (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento proveniente do *know how* adquirido na consecução de projetos semelhantes no passado foi de _____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos _____

- O conhecimento dominado antes da execução do projeto em relação aos “princípios científicos” foi de _____ (0,5,7,9) para a consecução do projeto, como: a diferença de pressão interna de um poço horizontal em relação ao um vertical.

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobras neste empreendimento

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) importância para a finalização do mesmo.

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto, tanto Universidades quanto empresas :

- A função básica da parceira

COLABORAÇÃO

\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito; 4 - Engenharia Básica.

- A criação do conceito de **PH** pode ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais

3 – Projeto Escoamento e o Sistema de Geração de Nitrogênio (SGN)

Quando a Petrobras começou a desenvolver o Sistema de Geração de Nitrogênio no final do Procap 1000, como alternativa para reduzir o acúmulo de parafina nos dutos de petróleo:

A - O conhecimento tecnológico (ex-ante) da Petrobrás/Cenpes na fase inicial deste projeto

- No momento inicial da execução do projeto da PH, a capacitação dos profissionais do Cenpes acerca desta tecnologia era: _____ (fraca, média ou forte). Justifique.

- Era _____ (pouco, médio, muito) expressiva a participação de técnicos estrangeiros neste projeto em sua fase inicial. Quais?

- Quais os órgãos da Petrobrás que estiveram diretamente envolvidos com este projeto:

- Qual era o maior desafio que se mostrava necessário ser superado no início deste projeto para que a tecnologia fosse criada? _____

Em caso de Média ou Forte Capacitação dos profissionais do Cenpes:

- A fonte do conhecimento destes profissionais, em relação à literatura técnica existente foi de ____ para a consecução do projeto ANM-H (0, 5, 7, 9)

- A fonte do conhecimento proveniente do *know how* adquirido na consecução de projetos semelhantes no passado foi de _____ para a consecução deste projeto (0, 5, 7, 9)

- Quais foram estes projetos _____

- O conhecimento dominado antes da execução do projeto em relação aos “princípios científicos” foi de ____ (0,5,7,9) para a consecução do projeto, como: o calor realizado pelo nitrogênio sob a parafina.

- Este mecanismo já era dominado por alguma outra companhia? Foi útil este conhecimento dominado por outra companhia?

Em caso de Fraca Capacitação:

- Então grande parte do conhecimento foi constituída ao longo da execução do projeto. Neste caso: *(os valores aqui não são necessariamente exclusivos, como por exemplo, tanto a Petrobrás, quanto alguns dos eventuais parceiros da companhia podem ter apresentado importância muito elevada (9) para a realização desta tecnologia)*

- _____ a participação dos técnicos da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

- _____ a participação de parceiros da Petrobrás: (0, 5, 7, 9)

B - Em relação aos parceiros da Petrobrás neste empreendimento

- As participações dos parceiros da Petrobrás neste projeto, foram de _____ (0,5,7,9) importância para a finalização do mesmo.

- Quais foram os principais parceiros do Procap neste projeto, tanto Universidades quanto empresas : _____

COLABORAÇÃO

\ Função Parceira	* 1	* 2	* 3	* 4	Consultoria	Outra Função	Outra Função

* 1 – Transferência de conhecimento gerado no exterior, cabendo aos técnicos do Procap adaptarem o conhecimento transferido às necessidades locais; 2 - Elaboração do Projeto; 3 – Elaboração do Conceito ; 4 - Engenharia Básica.

- A criação do conceito de SGN ser mais atribuída à adaptação de tecnologia existente no exterior ou à criação propriamente dita?

Comentários Gerais

Acredita que a capacitação tecnológica empreendida pelo Cenpes/Procap nos casos comentados acima, é bastante semelhante aos diversos outros projetos executados durante o Procap 2000, no sentido de serem orientados e organizados pelo centro? Sendo estes, portanto, um forte exemplo de como o conhecimento *offshore* da Petrobrás é constituído de maneira endógena à firma.

Tecnologia de simulação tridimensional – Realidade Virtual

Em relação à tecnologia de simulação tridimensional (realidade virtual) de equipamentos utilizados na atividade *offshore*, foi:

- adquirida no exterior;
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais e internacionais

Quem foram estes parceiros?

Quando a Petrobrás começou a utilizar esta tecnologia?

De onde ela obteve o conhecimento para utilizar esta tecnologia?

Como os funcionários da Petrobrás aprendem a utilizar esta tecnologia? Alguma empresa ou departamento da Petrobrás é responsável pelo treinamento de pessoal?

Qual era a base de conhecimento dos técnicos do Procap no período anterior à implementação destas tecnologias?

- Era praticamente inexistente;
- Técnicos do Procap possuíam capacidade de iniciar o projeto sem auxílio de parceiros;
- O conhecimento dominado era proveniente, principalmente, da literatura técnica disponível internacionalmente.

Em relação ao nível de escolaridade dos funcionários diretamente relacionados ao uso e aperfeiçoamento desta tecnologia, tem-se aproximadamente:

- a) () Pós-Doutorado; b) () Doutorado; c) () Mestrado; d) () Especialização;
- e) () Universitário completo; f) () Universitário incompleto; g) () 2º Grau completo

Qual a maior dificuldade na atualidade, em relação ao uso desta tecnologia? Seria a capacidade de codificar os elementos a serem analisados em modelos matemáticos? Por exemplo, a modelação e projeção dos *riser*.

Neste mesmo sentido, qual o maior desafio da Petrobrás para, eventualmente, ampliar o uso desta tecnologia?

De acordo com alguns textos, a Petrobrás é a empresa com uso mais intensivo e avançado de tecnologia virtual na América Latina, com 13 centros de realidade virtual. Estes centros estão interligados, permitindo a interação entre os pesquisadores em diferentes locais? Algum destes centros pode ser ligado a outros centros de pesquisa de outras instituições ou empresas?

Caso esta tecnologia seja interligada com outras instituições de pesquisa, qual o caso mais distante? Algum outro país?

Qual a importância desta tecnologia para o empreendimento do Cenpes, na terceira fase do Procap, de desenvolver o novo conceito de plataforma?

Comentários Gerais:

Em relação à tecnologia sísmica em 3D foi:

- adquirida no exterior;
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais e internacionais

Quem foram estes parceiros?

Quando a Petrobrás começou a utilizar esta tecnologia?

De onde ela obteve o conhecimento para utilizar esta tecnologia?

Qual era a base de conhecimento dos técnicos do Procap no período anterior à implementação destas tecnologias?

- Era praticamente inexistente;
- Técnicos do Procap possuíam capacidade de iniciar o projeto sem auxílio de parceiros;
- O conhecimento dominado era proveniente, principalmente, da literatura técnica disponível internacionalmente.

Como os funcionários da Petrobrás aprendem a utilizar esta sísmica? Alguma empresa ou departamento da Petrobrás é responsável pelo treinamento de pessoal?

Em relação ao nível de escolaridade dos funcionários diretamente relacionados ao uso e aperfeiçoamento desta tecnologia, tem-se aproximadamente:

- a) () Pós-Doutorado; b) () Doutorado; c) () Mestrado; d) () Especialização;
- e) () Universitário completo; f) () Universitário incompleto; g) () 2º Grau completo

Existe algum desafio a ser vencido para que esta tecnologia traga ainda maior produtividade na atividade de perfuração? Ou a tecnologia já alcançou seu nível de maturidade, sendo amplamente difundida nos diversos campos de petróleo explorados pela Petrobrás.

Qual a importância desta tecnologia para a atividade de prospecção de petróleo na atualidade? Ampliou o número de acertos na perfuração e encontro de petróleo?

Qual empresa líder nesta tecnologia dentro da indústria do petróleo mundial? A Petrobrás está entre as principais?

Em relação à tecnologia sísmica em 4D foi:

- adquirida no exterior;
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais
- desenvolvida pela Petrobrás e parceiros locais e internacionais

Quem foram estes parceiros?

Quando a Petrobrás começou a utilizar esta tecnologia?

De onde ela obteve o conhecimento para utilizar esta tecnologia?

Como os funcionários da Petrobrás aprendem a utilizar esta sísmica? Alguma empresa ou departamento da Petrobrás é responsável pelo treinamento de pessoal?

Qual era a base de conhecimento dos técnicos do Procap no período anterior à implementação destas tecnologias?

- Era praticamente inexistente;
- Técnicos do Procap possuíam capacidade de iniciar o projeto sem auxílio de parceiros;
- O conhecimento dominado era proveniente, principalmente, da literatura técnica disponível internacionalmente.

Em relação ao nível de escolaridade dos funcionários diretamente relacionados ao uso e aperfeiçoamento desta tecnologia, tem-se aproximadamente:

- a) () Pós-Doutorado; b) () Doutorado; c) () Mestrado; d) () Especialização;
- e) () Universitário completo; f) () Universitário incompleto; g) () 2º Grau completo

Qual a maior dificuldade na atualidade, em relação ao uso desta tecnologia?

Existe algum desafio a ser vencido para que esta tecnologia traga ainda maior produtividade na atividade de perfuração? Ou a tecnologia já alcançou seu nível de maturidade, sendo amplamente difundida nos diversos campos de petróleo explorados pela Petrobrás.

Qual a importância desta tecnologia para a atividade de prospecção de petróleo em campos de grande amplitude horizontal? Ampliou o número de acertos na perfuração e encontro de petróleo?

Comentários Gerais:

5) Quando a tecnologia virtual – de projeção de imagens em 3D e de simulações a partir de projeções matemáticas – passaram a ser utilizadas no Cenpes?

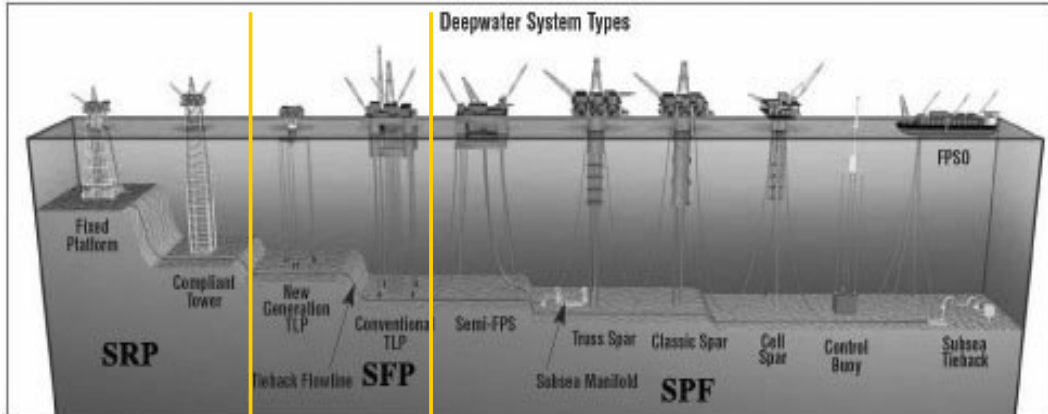
6) Esta tecnologia foi comprada ou desenvolvida localmente?

7) Quais os programas do Cenpes, que utilizam hoje, de maneira sistemática a tecnologia virtual ou de projeções matemáticas?

8) Como a Petrobras fez para que seus técnicos pudessem saber operar estas tecnologias?
Quais são os profissionais que realizam as modelagens para que plataformas e sísmica de 4D sejam projetadas?

ANEXO II – FIGURAS

Figura 1 – Os 3 tipos de Sistemas de Produção Offshore



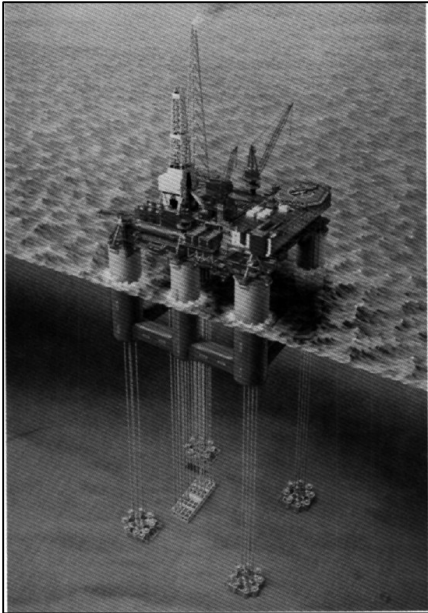
FONTE: Albaugh & Nutter, 2005, p.1.

A primeira parte a esquerda do desenho condiz com as plataformas de estrutura rígida que formam o SRP. Observar a existência de uma estrutura fixa de sustentação entre a plataforma e o leito marinho.

Na segunda parte da figura, o desenho importante é o segundo por representar as tradicionais plataformas “TLPs”. Notar que os traços que ligam a plataforma até o solo não são estruturas rígidas e sim um conjunto de cabos de aço que podem ser mais facilmente observados na figura 3.

A terceira parte da figura representa as plataformas do Sistema de Produção. A Semi-FPS é o modelo difundido no Brasil e as três posteriores são as 3 gerações das plataformas Spars. O último desenho são os barcos FPSOs.

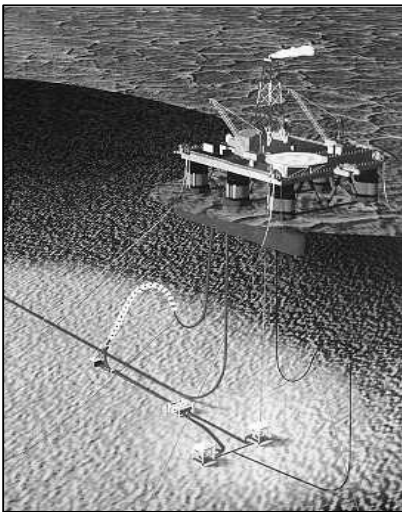
Figura 2 – Plataforma TLP.



FONTE: Jardine & Potts, 1988, p.240.

Os cabos que ligam a plataforma ao leito marinho são os chamados tendões e estes definem o diferencial do Sistema Flexível de Produção para os demais sistemas.

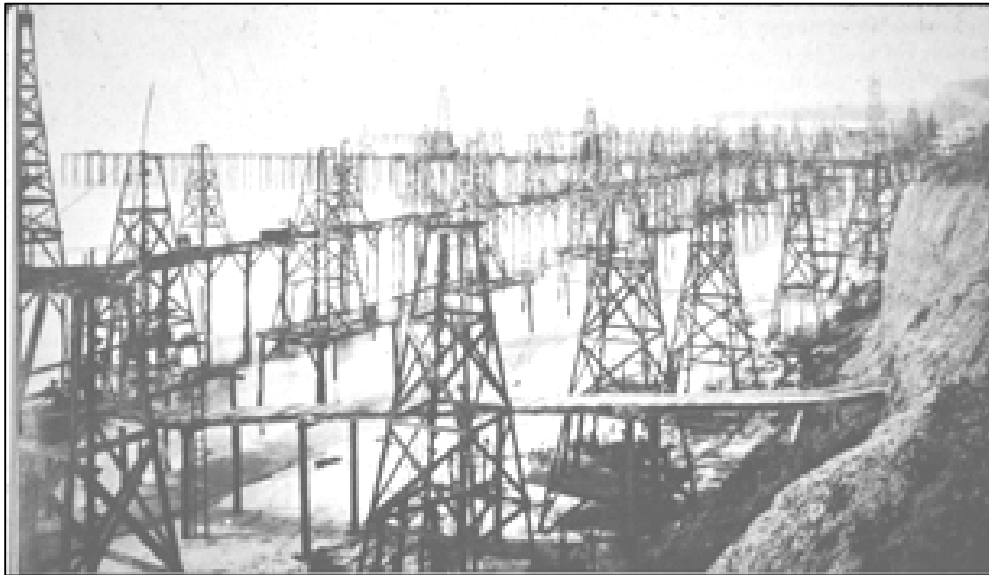
Figura 3 – Plataforma SS-FPSU



FONTE: Petrobrás, 2005 a, p.15.

Este sistema não possui uma estrutura de ligação a não ser por um sistema de ancoragem.

Figura 4 – Sistema de Cavaletes utilizados para a exploração *offshore*.



FONTE: McGuire, p. 12, 2004.

Figura 5 – Modelo de uma jaqueta.



FONTE: Fields, 2006.

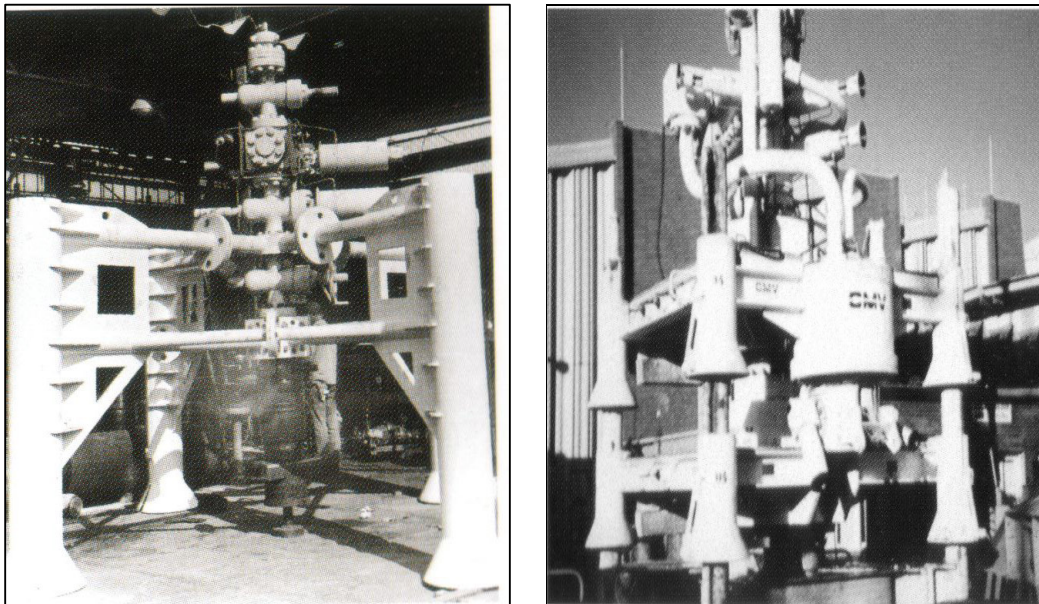
O objeto em amarelo é uma das quatro bases de uma plataforma rígida. Esta base já é de uma *jack up* (auto-elevatória). Ao lado direito é uma plataforma de instalação e perfuração.

Figura 6 – Complexo Multi-Plataforma.



FONTE: Beynon, 2006.

Figura 7 – Dois modelos de ANM: antes e depois do conceito detalhado próprio da Petrobrás.



Fonte: Petrobrás, 2005 a, p. 36.

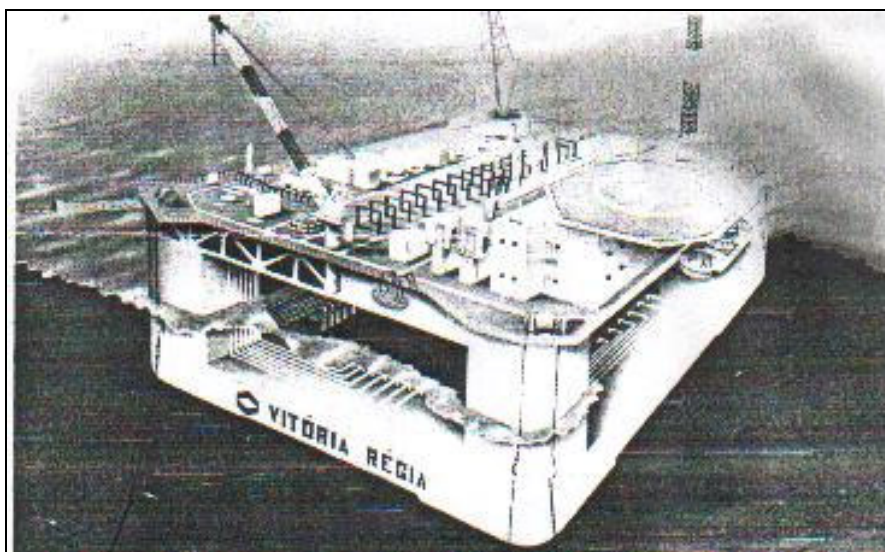
A primeira figura é o modelo de ANM anterior ao conceito próprio da Petrobrás e inviável para explorar campos a 1.000 metros de profundidade. Já a segunda figura é do modelo próprio da Petrobrás, capaz de explorar campos até 1.000 metros. Notar que a diferença visual entre as duas tecnologias são poucas, indicando a inovação incremental.

Figura 8 – Modelo atual do *manifold*.



Fonte: Petrobrás, 2005 a, p.41.

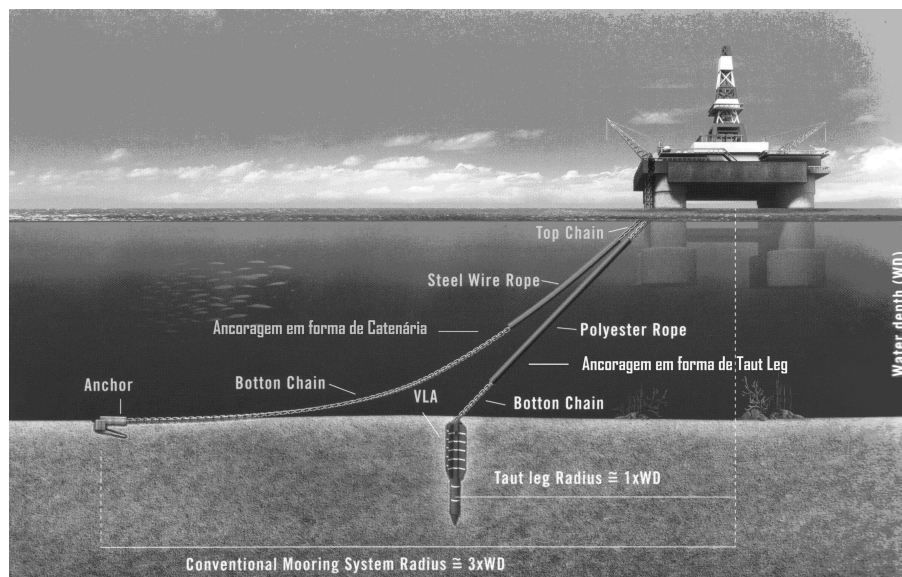
Figura 9 – Modelo da plataforma Vitória Régia com flutuadores integrados.



Fonte: Diprex, 1989, p.2.

Notar que o flutuador da plataforma foi em forma anelada em vez de flutuadores em cada uma das pernas, como no caso dos flutuadores da plataforma da figura 10.

Figura 10 – Ancoragem em Catenária e em *Taut Leg* de uma plataforma semi-submersível.



Fonte: Petrobrás, 2005 a, p.56.

A figura demonstra dois tipos de ancoragem. A primeira (esquerda) é a forma tradicional de ancoragem - modelo de ancoragem em catenária. Já o tipo de ancoragem a direita é o modelo de ancoragem em *taut leg*.