

ADRIANO SAVITRAS

**O PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA
PETROBRAS NO SEGMENTO *OFFSHORE* DE PRODUÇÃO**

Monografia apresentada como requisito parcial à conclusão do Curso de Ciências Econômicas do Departamento Economia, Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. José Guilherme Silva Vieira

**CURITIBA
2008**

TERMO DE APROVAÇÃO

ADRIANO SAVITRAS

O PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA PETROBRÁS NO SEGMENTO *OFFSHORE* DE PRODUÇÃO

Monografia aprovada como requisito parcial para conclusão do curso de Graduação de Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador:



Prof. Dr. José Guilherme Silva Vieira
Departamento de Economia, UFPR



Prof. Dr. Armando João Dalla Costa
Departamento de Economia, UFPR

Evânio do Nascimento Felipe
Prof. Me. Evânio do Nascimento Felipe
Departamento de Economia, UFPR

Curitiba, 05 de Dezembro de 2008

RESUMO

A exploração do petróleo sob águas marítimas começa a ter uma maior importância a partir do início do século XX. Porém, foi apenas com os choques do petróleo ocorridos na década de 70 e o conseqüente aumento no preço do barril do mineral, que essa exploração sob as águas tornou-se amplamente difundida. Foi neste período que a Petrobrás iniciou sua exploração em áreas marítimas, utilizando-se de tecnologias importadas. Com a descoberta de grandes campos na bacia brasileira na década de 80 e a ineficiência das tecnologias importadas para explorar os campos descobertos, a empresa deu início a um processo de aprendizado interno, com o objetivo de romper com os entraves tecnológicos existentes. Para isso, a Petrobrás através do seu centro de pesquisa, o Cenpes, criou em 1986 o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, o PROCAP, que possibilitou a empresa suplantarem as dificuldades tecnológicas na área de exploração que existiam até aquele período. Esse grande desenvolvimento tecnológico foi o responsável por tornar a Petrobrás líder mundial em exploração e produção de petróleo em águas profundas. O objetivo desta monografia é analisar quais foram as principais inovações tecnológicas obtidas pela Petrobrás a partir da adoção deste programa de capacitação tecnológica.

Palavras-Chave: Conhecimento, Trajetórias Tecnológicas e PROCAP.

ABSTRACT

The exploitation of oil under sea water begins to have greater importance from the beginning of the twentieth century. But, it was only with the oil shocks occurred in the '70s and the consequent increase in the price per barrel of mineral, that holding under the water has become widely disseminated. It was during this period that Petrobras started its operation in maritime areas, using technology imported. With the discovery of large fields in the basin Brazil in the 80s and inefficiency of imported technologies to exploit the fields discovered, the company initiated an internal process of learning, aiming to break the existing technological barriers. For this reason, the oil through its research center, the Cenpes, created in 1986 the Training Program on Technology in Deep Water, the PROCAP, which allowed the company overcome the technological difficulties in the area of operation that existed until that time. This huge development was responsible for making the world leader in oil exploration and production of oil in deep water. The aim of this paper is to analyze what were the major technological innovations achieved by Petrobras from the adoption of this program of technological capabilities.

Key words: Knowledge, Technological Paths and PROCAP.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	3
2 REFERENCIAL TEÓRICO	4
2.1 PARADIGMAS E TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS	4
2.1.1 Elementos externos	5
2.2 O CAMINHO DE DEPENDÊNCIA	6
2.3 APRENDIZADO TECNOLÓGICO	7
3 A ORIGEM DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> NO MUNDO.....	10
3.1 EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA <i>OFFSHORE</i> NO GOLFO DO MÉXICO	11
3.1.1 O desenvolvimento da exploração sem plataformas	12
3.1.2 O Sistema de Produção Rígido: a primeira plataforma.....	13
3.1.3 O desenvolvimento tecnológico do Sistema Rígido de Produção.....	15
3.2 A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR DO NORTE.....	16
3.2.1 O desenvolvimento de novas tecnologias no Mar do Norte.....	17
3.2.2 Um marco tecnológico: O sistema flexível de produção	18
4 A EXPLORAÇÃO <i>OFFSHORE</i> DE PETRÓLEO NO BRASIL ATÉ 1985.....	20
4.1 A EXPLORAÇÃO <i>OFFSHORE</i> DE PETRÓLEO NO BRASIL	20
4.1.1 O desenvolvimento em Pesquisa e Desenvolvimento pela Petrobrás	21
4.1.2 Cenpes: o grande salto para o avanço em P&D na Petrobrás	23
4.2 A EXPLORAÇÃO <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL ENTRE 1968-1985	25
4.2.1 O início da exploração na região Nordeste.....	25
4.2.2 O Sistema de Produção na Bacia de Campos.....	26
5 A EXPLORAÇÃO <i>OFFSHORE</i> APÓS 1986 COM O PROCAP.....	30
5.1 PROCAP 1000: O DESENVOLVIMENTO PELO CONHECIMENTO EXISTE	30
5.1.1 As principais inovações tecnológicas obtidas	33
5.1.1.1 Projeto da Árvore de Natal Molhada de forma detalhada	33
5.1.1.2 Desenvolvimento do <i>Template</i>	34
5.1.1.3 Desenvolvimento do <i>Manifold</i>	34
5.1.1.4 Desenvolvimento de uma plataforma própria	35
5.2 PROCAP 2000: A CRIAÇÃO DE CONHECIMENTO	36
5.2.1 As principais inovações tecnológicas obtidas	37
5.2.1.1 Sistema de Bombeamento e Separação Multi-fásica – VASP.....	38
5.2.1.2 Árvore de Natal Molhada Horizontal	38
5.2.1.3 Bomba Centrífuga Submersível – BCSS	39
5.2.1.4 Técnica de Perfuração Horizontal na Exploração.....	40
5.2.1.5 Sistema de Geração de Nitrogênio - SGN	41
5.3 PROCAP 3000: O APRENDIZADO BASEADO NA SIMULAÇÃO	42
5.3.1 Principais inovações tecnológicas obtidas.....	44
5.3.1.1 Programa laboratorial de simulação de rochas salinas	44
5.3.1.2 Modelagem de interpretação sísmica em 3 e 4 dimensões	45
5.3.1.3 Tanque de provas numéricas(TPN).....	46
6 CONCLUSÃO.....	47
REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

A utilização do petróleo como fonte energética tem se notabilizado desde o início do século XIX, e ao final do mesmo mais de dez países já o extraíam de seus subsolos. Sua verdadeira procura pelo mundo acirrou-se a partir da década de 1960. O Brasil, não diferente de outros países e representado pela Petrobrás, começou a tomar iniciativas para descobrir novas maneiras de se obter petróleo com baixo custo, optando, pela sua exploração *offshore*. Em 1968, a área de exploração atingiu Guaricema (SE), onde foi aberto o primeiro poço *offshore*, e em 1969, a indústria brasileira já produzia mais de 160 mil barris por dia (BARATA, 2002).

Com a supervalorização do petróleo no mercado internacional começou a tornar sua importação economicamente inviável, e em meio à crise mundial o Brasil descobre uma nova estratégia de investimento, que foi fundamental para a obtenção de sua auto-suficiência em petróleo. Essa transformação marca o início de uma nova fase dentro da Petrobrás, aquela em que a empresa se diferencia pela exploração do petróleo em águas profundas e ultra profundas.

Tendo em vista que nas últimas décadas as empresas de petróleo investiram em atividades de exploração, o objetivo deste estudo é avaliar a trajetória de inovação tecnológica adotada pela Petrobrás como decisão de investir neste novo modelo de exploração, mais conhecido como sistema *offshore* de produção em águas profundas.

O instrumental teórico que norteará o estudo serão os Paradigmas e Trajetórias Tecnológicas, o Caminho de Dependência, além do Aprendizado Tecnológico, pois é o modo mais eficiente para explicar o avanço tecnológico e o processo de aprendizagem por que passam as organizações e os agentes nas atividades de desenvolvimento tecnológico.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seção será dividida em três itens. A primeira analisará os aspectos inovadores contemplando os elementos teóricos relativos aos paradigmas e trajetórias tecnológicas, a segunda apresentará o conceito de caminho de dependência, ou *path-dependence* e a terceira e última parte abrangerá o processo de aprendizado no desenvolvimento de tecnologias.

2.1 PARADIGMAS E TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS

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).

Porém, a partir desse paradigma tecnológico, surgem ou originam-se um conjunto de problemas de ordem técnica, selecionado a partir de princípios derivados do conhecimento científico e das práticas produtivas. Assim, a adoção e a difusão de tecnologias é um processo que está condicionado pela percepção dos agentes econômicos das possíveis alternativas tecnológicas e de seu potencial de desenvolvimento, ou seja, um paradigma inclui uma série de escolhas (trade-offs), técnicas e econômicas, que serão feitas pelas empresas de acordo com as características do setor e do ambiente institucional onde elas se situam (LA ROVERE, 2006).

A especificidade dos problemas gera determinadas escolhas entre as possíveis alternativas no desenvolvimento tecnológico, e essas escolhas, ao estarem contidas em um determinado arcabouço técnico-produtivo, criam as trajetórias tecnológicas, uma solução de problemas técnicos, recorrente dos padrões produtivos determinados pelo paradigma tecnológico (FURTADO, 1996).

2.1.1 Elementos externos

Alguns elementos externos que influenciam o comportamento de uma trajetória segundo Possas¹ *et al.* (1999, citado por Ortiz Neto *et al.*, 2006), são apresentados abaixo:

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, etc;

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, regulamentação de importação e exportação, inflação, etc;

3 - *Elementos de natureza político-jurídico-institucional*: aqui estão envolvidas as leis e diretrizes reguladoras da atividade econômica, como por exemplo: legislação ambiental, normas técnicas, políticas de compra e de inovação do governo; condições de fomento às instituições de pesquisas, etc;

4 - *Elementos do meio ambiente*: riquezas naturais, clima, densidade demográfica, relevo;

5 - *Elementos de caráter social*: o nível educacional da população, padrão de consumo e formas predominantes de relacionamento entre produtores, fornecedores e usuários.

Será a qualidade destes elementos, que poderão ser vistos como promotores de ciência e tecnologia de um país, pois têm fortes possibilidades de influência no diferencial teórico do conteúdo das trajetórias entre os países centrais e periféricos.

Quanto à evolução de uma trajetória ao longo do tempo pode-se dizer que se comporta de maneira intrínseca, tendo clara distinção entre a fase inicial e sua maturação. À medida que ocorre um avanço do conhecimento, tem-se um número cada

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

vez mais reduzido de opções e uma maior coerência no processo tecnológico, formando uma lógica na sua evolução.

2.2 O CAMINHO DE DEPENDÊNCIA

Conforme Arthur e David² *et al.* (1983, citado por Heller *et al.*, 2006), a existência de determinadas tecnologias deve ser explicada pela história de sua criação, adoção e desenvolvimento, e que esta história pode sofrer influências de eventos do acaso e de escolhas que são feitas num ambiente de informações incompletas. Porém questões como ineficiências e incertezas, são questionadas por diversos autores, que consideram que o êxito de tecnologias eventualmente inferiores poderá ser explicado pela inércia e isto faz com que falhas de mercado impeçam os ajustes necessários para que a tecnologia mais eficiente se estabeleça.

A escolha de tecnologias disponíveis faz com que haja possibilidade de haver retornos crescentes para a tecnologia adotada, como decorrência da escolha inicialmente realizada. Porém, estes retornos crescentes ocorrem à medida que o processo de adoção avança e com o tempo se ganha cada vez mais experiência, desenvolvendo uma vantagem inicial que, posteriormente atrairá novos usuários e, permitirá um aprimoramento adicional e, conseqüentemente, uma nova ampliação de mercado.

Para David³ *et al.* (1985, citado por Heller *et al.*, 2006), uma seqüência de mudanças econômicas *path-dependence* é aquela cujos resultados sofrem importantes influências de eventos temporalmente remotos, incluindo acontecimentos dominados por elementos do acaso ao invés de forças sistemáticas.

Portanto a ineficiência é um resultado possível, não necessário, decorrente da insuficiência de informações, incertezas e até mesmo dúvidas na escolha da alternativa supostamente melhor. Não está diretamente relacionada com as falhas de mercado

² ARTHUR, W.B. On Competing Technologies and Historical Small Events: The Dynamics of Choice under Increasing Returns. Technological Innovation Program Workshop Paper, Department of Economics, Stanford University, nov., 1983.

³ DAVID, P. A. Clio and the economics of QWERTY. *American Economic Review*, vol. 75, nº 5, p. 332-337, 1985.

que, tampouco decorre simplesmente da impossibilidade de se prever o resultado de uma dada decisão.

As trajetórias tecnológicas possuem em sua fase inicial uma quantidade muito superior de rumos ao da sua fase de maturação, e isso se refere diretamente ao conceito de caminho de dependência. O termo caminho de dependência é relativo à idéia de que uma determinada escolha econômica de determinado agente é, por muitas vezes, dependente ou condicionada pelas suas escolhas anteriores, e que muitas vezes essa conseqüência não é considerada pelos agentes que tomam decisões (HELLER, 2006).

Entretanto, à medida que uma trajetória progride, o número de sistemas tecnológicos em competição tende a reduzir-se. Apenas um tende a prevalecer sobre os demais, em virtude dos rendimentos crescentes de adoção. De forma que a tecnologia que se beneficia de uma maior adoção no início de uma trajetória pode adquirir uma vantagem decisiva sobre as demais. Portanto segundo essa perspectiva, o impulso inicial que é dado a uma determinada tecnologia pode explicar que ela venha a se tornar hegemônica (FURTADO, 1996).

Porém a ineficiência com relação ao processo de escolha realizado poderá vir a ter conseqüências em toda trajetória tecnológica em vigor, porque os sistemas *path-dependence* possuem uma multiplicidade de equilíbrios possíveis, podendo ou não, ficarem presos numa armadilha que se desejaria ser possível evitar. Tampouco não será fácil admitir que cada ação reforce a influência das ações que a precederam e que cada ação reforça a conseqüência de suas escolhas anteriores. Portanto estas decisões tornam-se importantes instrumentos teóricos para a formação de concepções realistas dentro do processo de desenvolvimento tecnológico.

2.3 APRENDIZADO TECNOLÓGICO

A noção de aprendizado tecnológico aparece ligado à idéia de um processo pelo qual um agente, geralmente a empresa, acumula habilidades e conhecimento, e cujo o objetivo fundamental é um aperfeiçoamento contínuo da tecnologia, com conseqüentes ganhos de desempenho. Trata-se, na verdade, não de um, mas de uma

multiplicidade de processos, como se depreende das diversas formas de aprendizado abordado: o aprender fazendo, o aprender pelo uso, o aprender pela pesquisa, entre outros (QUEIROZ, 2006). As modalidades de aprendizado podem ser divididas em:

1 - *Aprender Fazendo*: Esse aprendizado provém do conhecimento acumulado referente à repetição contínua das ações produtivas, possibilitando o avanço da curva de aprendizado e redução dos custos de produção (QUEIROZ, 2006).

2 - *Aprender Usando*: Esse aprendizado é realizado após a produção de um produto e incorporado ao conhecimento, através de informações obtidas pelos usuários. Com isso, haverá condição de inovação a partir do conhecimento das condições de desempenho do produto envolvido (QUEIROZ, 2006).

3 - *Aprender por Interação*: Esse aprendizado é obtido com a interação da empresa com usuários, fornecedores e parceiros ao longo da cadeia produtiva. Poderá ocorrer pelo intercâmbio de informações entre uma rede de empresas e organizações, com o objetivo de obter alguma melhoria do produto, até surgir uma tecnologia inédita (QUEIROZ, 2006).

4 - *Aprender por Treinamento*: Esse aprendizado consiste na experimentação de diferentes insumos, materiais e procedimentos que apresentem algumas características condizentes com o produto final desejado (QUEIROZ, 2006).

5 - *Aprender por Pesquisa*: É o processo de aprendizado obtido do desenvolvimento intelectual, objetivando à criação de novos produtos ou processos dentro de um ambiente laboratorial (QUEIROZ, 2006).

O aprendizado tecnológico pode produzir vieses negativos, como reforçar a idéia de inércia, enfatizar compromissos com tecnologias existentes, suprimir a criatividade, a flexibilidade, e a experimentação. Aparece então, um certo conservadorismo no aprendizado, identificado como uma armadilha de competência, que pode ser entendida como uma espécie de aprisionamento ou irreversibilidade no conhecimento de velhas competências, capaz de inibir esforços de adquirir novas capacidades. Daí surge a importância de múltiplas bases de aprendizado, a necessidade da variação, como recurso para evitar que a especialização do

aprendizado reduza a capacidade de resposta e adaptação a mudanças no ambiente (QUEIROZ, 2006).

3 A ORIGEM DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE NO MUNDO

O início da exploração do petróleo em áreas marítimas iniciou-se no final do século XIX na costa oeste dos EUA. Posteriormente a exploração também migrou para a costa leste, principalmente para o Golfo do México. Já no período de 1960, a exploração marítima do petróleo migrou também para a Europa, especificamente para o Mar do Norte. O fato de destacar-se esses dois países na exploração do petróleo é em virtude do desenvolvimento que essas localidades obtiveram na exploração no segmento *offshore*⁴.

A exploração *offshore* neste período inicial, utilizava-se da mesma tecnologia que existia para a exploração dos campos *onshore*⁵ (em terra), caracterizado por nenhum desenvolvimento tecnológico. Foi só a partir da descoberta de novas reservas de petróleo e o aumento das dificuldades na exploração com os equipamentos *onshore*, que a tecnologia *offshore* começou a desenvolver-se nestas duas localidades. A partir desses primeiros desenvolvimentos e avanços tecnológicos, a exploração *offshore* passou a extrair o petróleo de profundidades mais ousadas, chegando a partir da década de 90 a campos marítimos com mais de 1500 metros de profundidade.

Os avanços obtidos neste segmento podem ser classificados em três grandes áreas tecnológicas, chamadas de *big tree*: perfuração, sísmica e plataformas. O desenvolvimento da tecnologia relativo às plataformas deu origem a três trajetórias tecnológicas na produção *offshore*: o Sistema Rígido de Produção (SRP), o Sistema Flexível de Produção (SFP) e o Sistema de Produção Flutuante (SPF). As diferenças básicas entre esses três sistemas de produção é a maneira pela qual as plataformas são sustentadas ao fundo do mar. O SRP é formado de uma estrutura sólida que liga a plataforma ao fundo do mar; o SFP é formado por cabos de aço entrelaçado e flexíveis, que liga a plataforma ao fundo do mar; o SPF, não possui ligação com o fundo do mar, mas um sistema de ancoragem que auxilia na sua sustentação.

Porém, foi a partir desses desenvolvimentos que os países passaram a investir neste segmento de exploração, conforme mostra a tabela abaixo:

⁴ O termo refere-se à exploração e produção do petróleo sob águas.

⁵ O termo refere-se à exploração e produção do petróleo em terra firme.

TABELA 4.1 – INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO DA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO (BILHÕES DE DÓLARES)

PAÍSES	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992
EUA	37	52,2	48,1	24,8	24	24,5	18,5
Outros Países	35,1	39,2	35,8	29,6	30,5	36	44

FONTE: IFP, 1992(adaptado)

Pela tabela percebe-se que após o contra choque do petróleo no início da década de 80, o volume de investimentos em exploração e desenvolvimento do petróleo se reduziu substancialmente, os quais só retornaram a elevar-se no final da década de 80, e somente fora dos EUA.

Hoje em dia, 30% da produção de petróleo é proveniente das plataformas marítimas. Explica-se em parte, o desenvolvimento da produção *offshore* pelo impacto que os dois choques do petróleo provocaram na organização e no nível tecnológico da indústria do petróleo. O desenvolvimento da produção *offshore* se deu fora do âmbito do grandes exportadores da OPEP, como recurso dos países desenvolvidos importadores para reduzir sua dependência externa. (FURTADO, 1996, p. 42).

3.1 EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA *OFFSHORE* NO GOLFO DO MÉXICO

A origem da exploração do petróleo pelo sistema *offshore*, ou sob água, originou-se na costa oeste dos Estados Unidos, por volta de 1900, no estado da Califórnia. A primeira perfuração neste estado americano, foi um poço a aproximadamente 15 metros da costa, sem a utilização de nenhuma base fixa para sua exploração, ou seja, utilizou-se uma seqüência de cavaletes a partir da costa, ligando a terra até o poço encontrado (MILES, 2007). Foi só a partir de então, que o sistema *offshore* de produção começou a desenvolver-se com maior intensidade e utilizando-se inicialmente da mesma tecnologia adotada pelo sistema *onshore* de produção.

Porém, a região do Golfo do México, apesar de ser a maior reserva de petróleo *on* e *offshore* nos EUA, essa região só começou a ter um grande interesse pelos exploradores somente a partir do ano de 1901, quando na cidade de Spindletop (Texas) foi descoberto um enorme campo *onshore*, que produzia em média 100 mil barris/dia de petróleo em seus poços. Após as descobertas no Texas, ocorreu uma verdadeira corrida pela busca do petróleo nos estados da costa leste, como Arkansas, Mississipi, Oklahoma, Flórida e Lousiana. Nestes estados, a exploração não se restringiu a

campos *onshore* e *offshore*, mas também em campos sob águas, em lagos, rios e pântanos.

3.1.1 O desenvolvimento da exploração sem plataformas

O estado da Louisiana, que possuía uma grande quantidade de lagos e regiões pantanosas, destacou-se pela produção *offshore* em águas ultra-rasas, utilizando as mesmas técnicas usadas inicialmente na costa oeste, ou seja, de maneira artesanal e sem desenvolvimento de nenhuma tecnologia. O primeiro poço *offshore* perfurado neste estado, identificando o início da exploração *offshore* no Golfo do México, foi em Cado Lake, no ano de 1911 (U.S., 2008).

Após essa primeira exploração, foi-se aumentando as restrições quanto ao fato da maior parte das reservas estarem localizadas nas extensões marítimas dos campos, o que fazia aparecer entraves para o aumento da produção. Dessas dificuldades, podemos detectar três fatores que dificultaram o aumento da produção neste estado: 1) não existiam equipamentos para detectar com precisão os campos submersos em áreas marítimas; 2) inexistência de regulamentação específica; e 3) pouco domínio tecnológico, o que impedia a exploração de forma segura em áreas marítimas (MCGUIRE, 2004).

Com relação ao primeiro entrave para a exploração, após anos sem existir equipamentos sísmicos eficientes, foi apenas durante a I Guerra Mundial que surgiu o sismógrafo de retração, e que posteriormente foi adaptado para um sismógrafo à rádio. Este equipamento proporcionou grandes desenvolvimentos à exploração *offshore*, como a detecção e localização de reservatórios em áreas marítimas mais profundas, que até então eram superiores a 100 metros. Já o segundo entrave, foi resolvido apenas em 1937, quando o congresso americano aprovou lei que essas áreas seriam suscetíveis à exploração. O terceiro entrave foi começando a ser resolvido a partir de 1938, quando um grupo de empresas reunidas passou a adaptar o sistema de cavaletes para poder explorar o petróleo com maior segurança em poços mais longe da costa. Esta confirmação de que a estrutura passara a ser mais segura, foi provado

quando grandes ondas atingiram essa estrutura e nada aconteceu com a mesma, afetando apenas os equipamentos auxiliares para a prospecção (U. S.,2008).

Porém, com a crescente descoberta de campos de maiores proporções e que ficavam cada vez mais distante da costa, percebe-se que esses sistemas de plataformas/cavaletes dependentes da costa eram ineficientes e que precisavam de melhorias. Foi então, que empresas e empresários iniciaram a destinar recursos especificamente para o avanço da exploração em áreas mais distantes da costa. Concomitantemente a essa destinação de recursos, o segmento da exploração *offshore* foi beneficiado pelos avanços tecnológicos obtidos durante a II Guerra Mundial, como a solda aquática e o alicate hidráulico. A partir dessas dificuldades, o desenvolvimento de inovações tecnológicas se concentrou em dois pontos: 1) plataformas grandes, pesadas, com sistemas de estocagem e de elevado custo; 2) plataformas pequenas, leves, fáceis de serem montadas, de pequeno custo e ambas buscavam serem independentes de uma ligação com a costa. Esse objetivo foi alcançado apenas em 1947, quando foi possível a criação de uma plataforma com estrutura pequena, mas totalmente independente da costa (MCGUIRE, 2004).

3.1.2 O Sistema de Produção Rígido: a primeira plataforma

A origem da primeira plataforma de forma totalmente independente originou-se de um grupo de empresas americanas, no estado da Lousiana. Esta plataforma recebeu o nome de Kermac 16, possuía 11 metros por 21 metros, era instalada em um poço de 6 metros de profundidade, estava preso ao solo atlântico por 16 colunas, produziu petróleo até 1984 e o seu custo foi de aproximadamente US\$ 230 milhões (MILES, 2008).

Por ser uma plataforma de dimensões muito pequenas, essa plataforma era apenas um sistema de produção para extração, não possuindo a capacidade de armazenamento de petróleo. Em virtude disso, ela necessitava de um sistema de barco apoio, que servia para armazenar o petróleo extraído e fazer o seu transporte para a terra, e foi a partir dessa adaptação que todas as outras plataformas criadas na seqüência também utilizaram essa mesma forma de estocagem e armazenamento, que

acabou recebendo o nome de embarcação de suporte às plataformas. Vale ressaltar que este tipo de embarcação teve fundamental importância no sistema de produção adotado pela Petrobrás a partir da década de 70 (MILES, 2008). Foi assim, em função dessa primeira plataforma, que começou uma nova corrida em busca de desenvolvimento e tecnologia para que se continuasse a evolução da exploração do petróleo em águas de profundidades variadas.

Em 1957, o Instituto de Petróleo Americano (API), iniciou um projeto que visava mapear toda a área do Golfo do México, com todas as informações possíveis, desde dados geofísicos até a altura média das ondas que ocorriam naquela região. Concomitantemente com essas pesquisas comandadas pelo API, duas importantes evoluções foram sendo adicionadas ao segmento *offshore* de produção. A primeira era um sistema de ancoragem que era mais seguro para os barcos das tripulações, que consistia em duas ou três novas âncoras em cada embarcação, propiciando assim uma maior estabilidade para a embarcação, além de servir como um primeiro modelo básico para o que posteriormente será chamado de pernas atirantadas do sistema das plataformas flutuantes. A segunda foi referente ao sistema de perfuração, que inicialmente era instalado na plataforma para a perfuração do poço e em seguida era desconectado da plataforma e transportado por uma outra embarcação para terra firme. Para evitar todo esse deslocamento e desgaste, começou-se a adaptar essa embarcação de transporte dos equipamentos de perfuração para servir de sistema de perfuração permanente, ou seja, seria uma embarcação exclusiva de perfuração de poços. O desenvolvimento ou adaptação desse sistema de inovação tecnológica foi muito importante para a indústria petrolífera, pois o desenvolvimento dessa inovação tecnológica foi de fundamental importância para a aplicabilidade das plataformas flutuantes que surgiram posteriormente (ORTIZ NETO, 2006).

O desenvolvimento das plataformas rígidas continuou de maneira acelerada, e após a década de 50 aprofundou-se ainda mais. Foi nessa época em que as estruturas rígidas feitas de concreto que sustentavam a base ao fundo do mar, foram sendo substituídas por sistemas tubulares de metal, conhecidos como “jaquetas”. Com essas jaquetas foi possível a utilização da força hidráulica da água do mar e criar um sistema novo, chamado *jack-ups*, que possibilitava a elevação da plataforma. Outro

desenvolvimento que possibilitou o avanço do segmento *offshore* no Golfo do México foi à instalação da tecnologia chamada *subsea*, ou seja, alguns equipamentos que ficavam na superfície da plataforma, agora estavam submersos na água, otimizando assim o espaço físico das plataformas. Esta tecnologia adotada foi uma das responsáveis pela origem das futuras Árvore de Natal Molhada (AMN), que viriam a ser válvulas de conexões entre tubulações externas e internas dos poços que estavam sendo prospectados.

3.1.3 O desenvolvimento tecnológico do Sistema Rígido de Produção

A corrida pelo petróleo em todo o Golfo do México estava cada vez mais acirrada, com grandes programas de capacitação e desenvolvimento de pesquisa em laboratórios de algumas empresas que exploravam nesta área, como a mundialmente conhecida Shell. A Shell foi uma das principais empresas que mergulharam de cabeça na exploração *offshore* no Golfo do México, e talvez por isso foi a que mais desenvolveu atitudes inovadoras neste segmento de exploração.

Porém, foi a partir de 1960 que o desenvolvimento de novas tecnologias revolucionaram a indústria do segmento *offshore*. Dentre o desenvolvimento dessas novas tecnologias, podemos citar: 1) a criação da sísmica digital, que foi responsável pela interpretação das imagens geológicas em três dimensões; 2) a criação de um duto(*riser*) de transporte do petróleo de forma flexível, permitindo maior mobilidade para o seu uso; 3) a criação de um sistema ou complexo formado por múltiplas plataformas, possibilitando a otimização do processo de extração e armazenamento do petróleo; 4) desenvolvimento das primeiras jaquetas que eram fixas, para as jaquetas que tornaram-se móveis, chamadas *jack-ups*. Essas foram algumas das principais inovações criadas, lembrando que existiram muitas outras que não eram de porte tão expressivos como essa, mas que certamente foram essas pequenas inovações que culminaram as grandes inovações (KELVIN, 2008).

Esse contínuo avanço e desenvolvimento de tecnologias fez da empresa Shell a maior expoente no segmento *offshore* no Golfo do México e posteriormente no mundo, sendo responsável pela produção de 127,6 milhões de barris, ou seja 4,8% da

produção americana, em 1963. Foi também a Shell responsável pela expansão e padronização de práticas, e conhecimentos obtidos no desenvolvimento dessas tecnologias, através de um programa de treinamento que a empresa abriu para técnicos, empresas e órgãos ligados ao governo. Com essa atitude, a Shell propiciou ainda mais a interação entre as empresas do segmento para evoluírem no aprendizado tecnológico (MILES, 2008).

Porém o grande entrave ainda estava por vir, quando entre os anos de 1964 e 1969 ocorreram um grande número de furacões em toda a costa do Golfo, ocasionando perdas diversas para o até então seguro sistema de produção rígido. Mesmo com esse entrave na dificuldade de segurança de se explorar em águas cada vez mais profundas, o segmento *offshore* atingiu em 1965 a marca de 350 milhões de barris/dia, representando 9% de toda a produção de petróleo americana.

Portanto, a necessidade do desenvolvimento de um novo sistema de inovação tecnológica para as plataformas rígidas em exploração mais profunda, não foi desenvolvido no Golfo do México, que apesar de ser uma barreira ao desenvolvimento da exploração, ainda existiam outros campos que eram rasos para serem explorados, ficando esse desenvolvimento de lado. Porém, esses avanços acabaram por vir dos campos de petróleo do Mar do Norte, onde a geografia do local era irregular e os poços situavam-se em uma profundidade média maior que no Golfo do México.

3.2 A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR DO NORTE

Por volta do final da década de 50 não se acreditava na existência de petróleo no Mar do Norte, até que em 1962 a Phillips Petroleum que explorava petróleo *onshore* na Holanda começa a explorar no Mar do Norte. Esses campos que iriam ser explorados no Mar do Norte, encontravam-se principalmente entre o Reino Unido e a Noruega, mas possuíam características diferentes. Os campos no território do Reino Unido eram em número elevado, porém em tamanhos menores. Já os campos no território da Noruega eram em menores números, mas com tamanhos bem maiores que os do Reino Unido, chegando a serem denominados de campos gigantes. Em virtude dessas descobertas, o Mar do Norte transformou-se em uma das maiores províncias de

petróleo do planeta, fazendo com que esses dois países alcançassem a auto-suficiência em petróleo posteriormente (FIELDS, 2008).

Porém, a produção no Mar do Norte só iniciou em 1969, com a descoberta de um campo gigante com aproximadamente 2,5 bilhões de barris, e sob uma lâmina d'água de 70 metros. A exploração desse campo gigante foi efetuada por intermédio de uma plataforma fixa auto-elevatória, de propriedade da Phillips Petroleum.

3.2.1 O desenvolvimento de novas tecnologias no Mar do Norte

Com o constante avanço na exploração do segmento *offshore* no Mar do Norte, a empresa estatal de petróleo norueguesa – Statoil – se viu envolta em todo este avanço na exploração do petróleo, e acabou por desenvolver uma importante inovação para toda a indústria *offshore* do mundo: a tecnologia de perfuração horizontal. Ela permitia a exploração de campos com uma grande amplitude horizontal, além de ampliar a viabilidade econômica de campos que eram constituídos por rochas de diferentes tipos, como as rochas mais sólidas que encontravam-se no interior destes campos (KEILEN, 2008). O desenvolvimento desta tecnologia foi concluída em 1991, e adotada pela grande maioria das empresas do segmento, inclusive a Petrobrás, que a adotou em 1996 na exploração do campo de Roncador, situado na Bacia de Campos.

Uma outra inovação desenvolvida pela Statoil foi a tecnologia sísmica em 4D, que permitiu a observação do fluxo subterrâneo do petróleo, viabilizando assim a perfuração dos melhores locais de exploração nos campos gigantes, ou seja, onde está localizado a maior quantidade de petróleo no campo. Este tipo de tecnologia ainda permanece em desenvolvimento, pois a sua metodologia de construção é muito complexa. A Petrobrás é outra empresa que utiliza e desenvolve muito este tipo de tecnologia, principalmente em virtude das características dos campos de petróleo brasileiros, que são em profundidades elevadas e possuem um relevo muito irregular. Apesar das empresas norueguesas desenvolverem inovações na área de perfuração e sísmica, elas pouco contribuíram diretamente para o desenvolvimento de plataformas, ficando esse legado principalmente ao Reino Unido.

O primeiro campo de petróleo *offshore* no Reino Unido foi descoberto em 1969 e a partir disso este país passou a descobrir novos campos, e a investir em pesquisa para poder explorar esses campos. Foi no Reino Unido, onde surgiu o início do sistema de produção flutuante (SPF), com a primeira plataforma semi-submersível de produção (SS-FPU) em 1975 e com um sistema de produção antecipado. Esta plataforma era uma embarcação de perfuração que foi adaptada para um sistema de produção concomitantemente (FREITAS, 2008).

Apesar desse pioneirismo por parte do Reino Unido na utilização do sistema semi-submersível de produção, observa-se que foi o Brasil, com a Petrobrás que insistiu na utilização e desenvolvimento do sistema semi-submersível de produção, com a construção da Sedco 135 no campo de Enchova (ES) em 1977. Um dos motivos que influenciaram esse rompimento no processo de desenvolvimento do sistema semi-submersível por parte do Reino Unido, foi o custo elevado desse sistema e os constantes acidentes com outras plataformas deste segmento de produção (ORTIZ NETO, 2006).

Porém, diante da necessidade de exploração de campos cada vez mais profundos, a partir de 1984, a indústria *offshore* desenvolve um tipo de plataforma que será difundido em todo o mundo, possibilitando a exploração em águas cada vez mais profundas.

3.2.2 Um marco tecnológico: O sistema flexível de produção

A necessidade de exploração de petróleo em níveis cada vez mais profundos levou a busca e desenvolvimento de um novo conceito de plataforma, desenvolvida pela empresa inglesa Conoco em 1984, a *Tension Leg Platform* (TLP). Essa nova plataforma foi o início do marco do sistema de produção flexível que futuramente se espalharia por todo o mundo da exploração *offshore*. A TLP é uma plataforma híbrida, ou seja, ela possui um sistema de sustentação flexível com o fundo do mar, porém, sem o mesmo dinamismo do sistema flutuante e sem a inflexibilidade do sistema rígido (FREITAS, 2008).

A grande inovação da TLP refere-se ao sistema de estruturação e sustentação. Ela possui colunas de cabos entrelaçados, como se fossem pernas, e em cada coluna são instalados os flutuadores, e por fim fixadas aos *templates*. O *template* é base metálica que é instalada no leito marinho, onde são instalados os equipamentos, peças e cabos que são utilizados na exploração e produção. No caso específico da TLP, esse equipamento também serve de apoio para a ancoragem da plataforma, até então o principal entrave (ORTIZ NETO, 2006).

O grande segredo da TLP era conferir estabilidade à plataforma, que seria proporcionada pelo relaxamento e tracionamento dos cabos entrelaçados, em função do empuxo proporcionado pela água do mar, sustentando assim a plataforma contra as intempéries climáticas e fazendo com que a mesma acompanhasse até certo nível o movimento proporcionado pelo mar. Claro que até o desenvolvimento completo desta tecnologia foi necessário um extenuante processo de aprendizado e desenvolvimento por parte da Conoco, até que culminou em uma plataforma que desse segurança ao sistema rígido de produção e esse fosse adotado por todo o segmento *offshore* pelo mundo, alcançando níveis de exploração nunca antes imagináveis em profundidade.

4 A EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* DE PETRÓLEO NO BRASIL ATÉ 1985

4.1 A EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* DE PETRÓLEO NO BRASIL

A exploração de petróleo, assim como toda a indústria de petróleo no mundo, é possuidora de grande riqueza se comparada com outras indústrias mundiais, principalmente se comparado em relação às indústrias que exploram recursos escassos ou naturais. O petróleo é fonte de grandes recursos monetários principalmente pela diversidade do seu uso, ou seja, o petróleo produz uma grande quantidade de derivados, com amplas aplicações e que foram desenvolvidos ao longo do tempo pelas refinarias de petróleo.

No caso Brasileiro, a grande peculiaridade refere-se a grande quantidade de petróleo que está disponível em reservas nas bacias sedimentares submarítimas, ou seja, em alto mar. A ampla quantidade de petróleo em alto mar vem se tornando cada vez mais ampla desde meados da década de 80, quando a exploração do segmento *offshore* superou o do segmento *onshore* (FURTADO, 1996).

Em 2005 o valor oficial das reservas que foram comprovadas no Brasil foi de 11,77 bilhões de barris de óleo equivalente, sendo que 92% deste valor foi proveniente das reservas que estavam sob o mar, e com 75% deste total em reservas em águas profundas e ultra-profundas e 25% em águas rasas (ANP, 2007). Vale ressaltar que esses valores ainda tendem a aumentar muito em virtude das recentes descobertas dos campos de pré-sal, como o pão de açúcar e tupi em 2008.

Esses valores ganharam ainda mais expressividade a partir do ano de 2005 quando o país atingiu a auto-suficiência, produzindo aproximadamente 1,8 milhões de barris de petróleo por dia (ANP, 2008). Porém, essa auto-suficiência é muito relativa, pois o país precisa importar diesel e naftas, em virtude do petróleo produzido pelo país ser composto em grande maioria de frações pesadas, que em seu processamento produz em menor quantidade esses derivados. Ressalta-se ainda a necessidade de importar petróleo para que seja feito uma mistura com o petróleo nacional, em virtude das refinarias brasileiras não serem aptas para processar unicamente o petróleo nacional.

A indústria do petróleo tem aumentado a sua participação no produto interno brasileiro, gerando benefícios e recursos para o país. Essa participação cresceu de

2,7% em meados da década de 90, para 6% no início do século XXI. Porém, para esse aumento em relação ao PIB continuar aumentando, a empresa precisará aumentar a produção para acompanhar o aumento que se prevê na demanda. Para isso, a Petrobrás pretende investir até 2010 aproximadamente US\$ 50 bilhões, dos quais 90% serão destinados aos campos brasileiros, objetivando alcançar a produção de 2,3 milhões de barris por dia em 2010 (PETROBRÁS, 2005; ANP, 2008).

Para obter a auto-suficiência em petróleo, dois fatores apresentam grande importância: o primeiro é a existência ou descoberta da Bacia de Campos como grande produtor de petróleo no país, responsável hoje em dia por mais de 80% de todas as reservas brasileiras; o segundo refere-se ao processo de capacitação que foi adotado pela Petrobrás para viabilizar o avanço do segmento *offshore* de produção nas bacias brasileiras, fruto este do grande investimento que ocorreram e ainda ocorrem em capital físico e humano.

Toda a Bacia de Campos envolve uma área de 115 mil Km², englobando desde a cidade de Vitória (ES) até Cabo Frio (RJ). A primeira exploração nesta região data de 1974, com o campo de Garoupa, e com sua produção efetivamente iniciada em 1977. Hoje em dia, existem mais de 140 unidades de exploração e produção de petróleo nesta área, operando em torno de 1000 poços, a uma distância da costa de até 200 Km e profundidades superiores a 2000 metros de lâmina d'água (LOGÍSTICA, 2008).

Para operar em toda esta região da Bacia de Campos, a Petrobrás conta com uma rede complexa de navios, dutos de interligação, que envolvem uma distância aproximada de 4200 Km, mais de 45 mil funcionários próprios e contratados, e uma média de consumo energético em torno de 640MW de energia, o que seria suficiente para abastecer uma cidade com aproximadamente 1 milhão de habitantes (LOGÍSTICA, 2008).

4.1.1 O desenvolvimento em Pesquisa e Desenvolvimento pela Petrobrás

O direito ao monopólio da União em exploração e produção de petróleo e gás exercido pela Petrobrás durou até 1995, quando ocorreu a quebra do monopólio que possuía a Petrobrás, dando direito a iniciativa privada nacional e internacional atuar no

mercado de petróleo e gás brasileiro com livre concorrência com a Petrobrás. Apesar da adoção desta medida pelo governo brasileiro objetivando aumentar a competitividade do setor, a Petrobrás ainda continua com a maior parte da produção do petróleo em terras brasileiras, o que hoje corresponde a algo em torno de 95%. Essa posição também equivale quanto ao refino do petróleo, sendo quase exclusividade única da Petrobrás no país (FREITAS, 2008).

O grande responsável pela permanência em destaque da Petrobrás em nível nacional e posteriormente mundial é o Cenpes – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobrás. Coube em grande parte ao Cenpes a função de organizar e orientar a atividade de exploração na Petrobrás, permitindo a geração e adaptação de tecnologias empregadas no segmento *offshore*. Porém, não foi com o Cenpes que a atividade de pesquisa e desenvolvimento iniciou-se na Petrobrás, mas sim com o Cenap – Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa do Petróleo. A criação do Cenap ocorreu em 1955, com o objetivo de formar capital humano e desenvolver um plano para a pesquisa e desenvolvimento dentro da empresa.

Todavia, como até a década de 70 o preço do barril de petróleo era extremamente baixo se comparados com o preço dos seus derivados, como a gasolina, o rumo traçado pela Petrobrás e Cenap foi a concentração das atividades no parque de refino da companhia e não para a exploração e produção de petróleo nacional (FURTADO, 1996). Confirmação deste ponto é que todo o parque de refino da Petrobrás data da década de 50 até final da década de 70, em que a empresa não se preocupava com a exploração e produção de petróleo em terras brasileiras.

O Cenap foi extremamente ineficiente em pesquisa e desenvolvimento, ficando suas atividades restritas a pouquíssimas áreas de atuação. O deficiente quadro de desenvolvimento e pesquisa esteve relacionado a três fatores principais: o primeiro foi a inexistência de capital humano qualificado em pesquisa; o segundo era a falta de recursos para pesquisa, que em 1962 girava em torno de 0,05% a 0,09% do faturamento da empresa, enquanto empresas de grande porte mundial empregavam em torno 1% do seu faturamento anual; o terceiro refere-se a pequena área de infraestrutura para a pesquisa que existia no país. Portanto, o Cenap não teve o objetivo de

desenvolver pesquisa e desenvolvimento dentro do país, mas sim de promover a qualificação pessoal dentro da empresa (FREITAS, 2008).

Em virtude dessa ineficiência do Cenap, a Diretoria Executiva da Petrobrás optou pela criação do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobrás, o Cenpes, em dezembro de 1963.

4.1.2 Cenpes: o grande salto para o avanço em P&D na Petrobrás

Apesar de sua criação ter ocorrido em 1963, as suas atribuições somente foram definidas entre os anos de 1964-66, quando ficou claro quais seriam as suas áreas de pesquisa e que este estaria atrelado ao conselho Diretor da empresa. Foi só a partir desta definição que o Cenpes passou realmente concentrar esforços para obter desenvolvimento para a companhia.

Porém, foi somente quando o Centro passou a adotar as instalações da Universidade Federal do Rio de Janeiro, localizado até hoje na Ilha do Fundão, em 1967, que este passou a adotar concretamente a atividade de desenvolvimento e pesquisa, pois era onde existiam condições reais para o início da pesquisa. A partir disto, ocorreu uma ampliação significativa dos quadros de pessoal, quando na década de 70 existiam em torno de 150 pessoas, passando para algo aproximado em torno de 200 pessoas hoje em dia (CENPES, 2008).

Quando ocorreu o 1º choque do petróleo, houve uma alteração no foco de pesquisa desenvolvido pela Petrobrás, que até então era destinado quase que exclusivamente na área do refino do petróleo, procurando soluções para melhorar plantas industriais, para a área de exploração e produção, visando aumentar a produção do petróleo em terras brasileiras, e com isso reduzir a dependência da importação do petróleo. Em virtude deste fato constatado, a Petrobrás resolveu criar as seguintes Superintendências dentro do Cenpes para auxiliar seu novo objetivo: Superintendências de Pesquisa Industrial (Supesq), de Engenharia Básica (Supen) e de Exploração e Produção (Supep) (Cenpes, 2008).

Com a criação das Superintendências, ocorreu uma radical reorientação da Petrobrás para a área de exploração e produção de petróleo, isso em 1975, quando a

Supep e Supesq foram responsáveis pelos primeiros projetos na área de exploração e produção, além da abertura das tecnologias estrangeiras que existiam até então na área de exploração e produção. Portanto, a criação das Superintendências e sua interação, foram de grande responsabilidade pelo Cenpes tornar-se o que representa hoje em dia (CENPES, 2008).

Apesar de todos estes esforços, o Cenpes ainda não era capaz de produzir tecnologia própria no segmento *offshore*, isso segundo Furtado & Freitas (2004) era em virtude do Cenpes ter criado apenas rotinas nos departamentos operacionais da empresa, deixando a empresa como uma compradora e executora da tecnologia que adquiria de outros países. Esta situação foi alterada apenas em 1986, quando o Cenpes investiu recursos próprios para um programa em P&D, chamado PROCAP, que objetivava desenvolver tecnologicamente a companhia em exploração em águas profundas e ultra profundas.

Isso tornou o Centro dependente do constante desenvolvimento de soluções em pesquisa e desenvolvimento, pois os campos de petróleo que existiam no país precisavam de novas tecnologias para que fossem explorados, e não apenas simplesmente a implantação de tecnologias importadas. Percebe-se esse novo rumo adotado pela Petrobrás em pesquisa e desenvolvimento, quando em 1986 a empresa investia 0,2% do seu faturamento em P&D e no ano de 1992 já passa a investir 1% do seu faturamento em P&D (PETROBRÁS, 2005).

Foi com a adoção desta nova postura que fez com que a Petrobrás, através do seu Centro de Pesquisa, conseguiu tornar a companhia uma das líderes em tecnologia de produção e exploração *offshore* em grandes profundidades.

4.2 A EXPLORAÇÃO OFFSHORE NO BRASIL ENTRE 1968-1985

4.2.1 O início da exploração na região Nordeste

O início das atividades de exploração *offshore* de petróleo no Brasil ocorreu próximo a 1968, na região de Sergipe, Campo de Guaricema. Foi nesta região de Sergipe, também denominada de Bacia de Sergipe, onde ocorreu a instalação das primeiras plataformas fixas de produção, retirando o petróleo sob uma lâmina d'água de aproximadamente 30 metros. Estas primeiras plataformas eram extremamente simples, apenas com quatro pernas de sustentação e com navios auxiliares para estocarem o petróleo extraído do fundo do mar. Apesar de simples, foram elas que deram o início do processo de aprendizagem operacional pela Petrobrás, que tinha como objetivo maior capacitar seus técnicos na atividade de exploração e produção nas plataformas fixas (SINDIPETRO, 2007).

Apesar destes esforços iniciais para a instalação e desenvolvimento do segmento *offshore* no país, a Petrobrás não conseguiu avançar significativamente nesta área, pois a importação do petróleo ainda era extremamente barata se comparado com todo o gasto que precisava existir para adaptar e colocar em operação o sistema de produção *offshore*. Muito deste custo excessivo que existia neste sistema de produção era proveniente da inexistência de desenvolvimento ou inovações neste sistema, que era apenas importado de outros países e colocado em operação sem nenhuma adaptação à realidade brasileira. A mão-de-obra que era pouco capacitada também influenciou negativamente para que esta realidade persistisse sem mudanças. Vale ressaltar também, que o preço do barril de petróleo era extremamente baixo se comparado ao custo dos seus derivados, como a gasolina, fazendo com que a companhia desse maior atenção a instalação de um parque de refino do petróleo por todo o país.

Porém, foi apenas em 1973, que após o 1º choque do petróleo e a conseqüente elevação do preço do barril que era importado, foi que a Petrobrás começou a despertar a atenção para a produção e exploração do petróleo que estava localizado nas bacias brasileiras. A principal medida tomada pelo CENPES foi a capacitação de pessoas para que pudessem desenvolver tecnologias próprias dentro da empresa, adaptando as

tecnologias já existentes a realidade dos campos brasileiros. Essa posição adotada pela Petrobrás ficou bem clara em virtude do aumento significativo de verbas para os sistemas de produção permanente na Bacia de Campos, objetivando a produção de plataformas fixas e a perfuração de novos poços (FURTADO, 1996).

Esse grande desenvolvimento em pesquisas na área de exploração e produção, acabou por revelar a existência de uma grande quantidade de acumulações em hidrocarbonetos na Bacia de Campos, porém a uma profundidade e distância bem superiores a que se encontravam nos campos nordestinos. Esse fator complicador, foi o desafio a ser superado pela Petrobrás, que teria que desenvolver um novo método de produção às realidades dos novos campos encontrados na Bacia de Campos. Este sistema de produção adotado e desenvolvido foi o Sistema Antecipado de Produção (SPA), e que também foi o início da trajetória tecnológica do Sistema de Produção Flutuante (SPF) (FURTADO, 1996).

4.2.2 O Sistema de Produção na Bacia de Campos

O início das atividades de exploração na Bacia de Campos começou no ano de 1971, com a utilização de uma plataforma auto-elevatória a 49 metros de profundidade. Esse primeiro poço perfurado, não rendeu grandes frutos para a companhia, tendo em vista a baixa quantidade de petróleo que este poço possuía. Apesar de não ter obtido êxito inicialmente nos primeiros poços na Bacia de Campos, a empresa sabia que existiam inúmeros poços nesta região e então passou a utilizar uma embarcação de perfuração para explorar esta região. Com esta intensificação em perfuração, a Petrobrás acabou descobrindo o campo de Garoupa, em 1974, campo este que ainda esta em atividade nos dias de hoje (SINDIPETRO, 2007).

Apesar das descobertas de novos campos, o principal entrave ainda continuava sendo o custo elevado da instalação de plataformas, assim como adaptar os sistemas existentes para explorar em águas mais distantes e profundas. Com este desafio, a principal ação da Supep foi identificar no Sistema de Produção Antecipado (SPA), instituído no Mar do Norte em 1975, como o modelo mais apto para reduzir os custos elevados da exploração, bem como explorar campos cada vez mais distantes.

O Sistema de Produção Antecipado, instituído inicialmente no Mar do Norte, e desenvolvido posteriormente no Brasil, utiliza-se de embarcações e plataformas flutuantes de perfuração, com o objetivo de reconhecer o poço de petróleo a ser explorado como viável a perfuração e exploração. Essa coleta de dados iniciais era fundamental para indicar a viabilidade econômica da exploração deste campo, o que fazia com que reduzisse consideravelmente o risco de explorar um campo que não possuísse condições comerciais de prospecção. Portanto, denomina-se o SPA como uma antecipação de produção por meio de unidades pilotos e a conseqüente exploração deste campo em etapas consecutivas (PETROBRÁS, 2005).

Este sistema de produção empregado no país pela Petrobrás ainda era em um estágio inicial, pois era a segunda vez na história que estava sendo utilizado, e talvez em virtude disso foi responsável pelo grande salto tecnológico que viria a dar a empresa no futuro. Inicialmente, foi utilizado no campo de Enchova com 120 metros de lâmina d'água, e a fase permanente do Sistema de Produção Antecipado (SPA) deveria ser composta por uma plataforma fixa, porém, como este campo situava-se a mais de 100 Km da costa, foi impossível a instalação de uma plataforma fixa a uma distância tão grande, optando a empresa pela adoção de uma plataforma flutuante (FURTADO, 1996).

O Sistema de Produção Antecipado (SPA) além de propiciar a redução de custos e o aumento da produção brasileira, foi responsável por um grande avanço no segmento *offshore* brasileiro, que foi a utilização do Sistema de Produção Flutuante (SPF) através das plataformas semi-submersíveis de perfuração convertidas para a produção, ou seja, foi a Petrobrás que adaptou ou desenvolveu as plataformas que eram apenas perfuradoras para atuarem como produtoras, tendo o Cenpes como órgão de extrema importância nesta trajetória (PETROBRÁS, 2005).

Logo após o segundo choque do petróleo no final da década de 70 e o conseqüente aumento de preços do barril, a produção no segmento *offshore* tornou-se ainda mais vantajosa, fazendo com que a produção aumentasse. Em 1985 a produção *offshore* atingiu 500 mil barris por dia, enquanto a produção *onshore* atingiu a marca de 190 mil barris por dia (FURTADO, 1996). Estes resultados foram obtidos com base na

exploração em águas mais rasas, sendo que a exploração em águas profundas ainda representavam uma pequena proporção deste valor.

Juntamente com o custo elevado do petróleo importado, existia o costume de continuar adquirindo tecnologias importadas, sem as devidas adaptações e avanços locais, pois a produção era menos custosa do que a importação. Este fator, destacou ainda mais a dependência da Petrobrás a tecnologia importada, que continuava a ser viável em virtude da exploração concentrar-se em águas mais rasas.

Porém, esta dependência mostrou-se nitidamente falha a partir de 1984, quando a companhia descobriu na Bacia de Campos os campos gigantes de Albacora em 1984, Marlim em 1985 e Albacora Leste em 1986, todos com mais de 1,5 bilhões de barris de óleo equivalente e com localização a mais de 400 metros de profundidade, relatando que as tecnologias existentes no mercado não seriam suficientes para explorar esses campos (PETROBRÁS, 2005).

A descoberta desses novos campos mostrou-se como um divisor de águas dentro da Petrobrás, pois começava a demonstrar a possibilidade do país reduzir a sua dependência do petróleo importado, e quem sabe tornar-se um grande produtor de petróleo em terras brasileiras. Apesar de todas essas descobertas abrirem os olhos da empresa, não foi inicialmente que a companhia começou o desenvolvimento de novas tecnologias para poder explorar esses novos campos, ela ainda continuava a utilizar basicamente a tecnologia importada, pois a extração de petróleo em águas rasas ainda possuía disponibilidade, muito mais favorável pelo elevado preço do barril de petróleo (PETROBRÁS, 2005).

A grande alteração que viria a ocorrer institucionalmente na empresa para forçar o desenvolvimento de tecnologia interna, foi o contra choque do petróleo da Arábia Saudita em 1986. O contra choque reduziu consideravelmente o preço do barril de petróleo, causando a necessidade de redução imediata dos custos de produção do barril de petróleo, juntamente com o aumento da produção interna, e caso isso não ocorresse, a Petrobrás poderia perder espaço para a importação de petróleo de outros países. Esse aumento de produção e redução de custos só seria possível se a empresa começasse a adotar tecnologias próprias e apropriadas às condições brasileiras, que demonstravam cada vez mais a existência de petróleo em águas

profundas, que tecnologias importadas não eram capazes de explorar (FURTADO, 1996).

Em função deste entrave, a Petrobrás juntamente com o Cenpes, criaram um programa de capacitação em tecnologia *offshore* denominado PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas. Com este programa, a empresa objetivava transpor as dificuldades tecnológicas e conseguir explorar os campos até então não explorados por falta de tecnologia apropriada. Foi com este programa que a companhia deixou de lado apenas a operacionalização das tecnologias importadas, para dominar, gerar e adaptar o conhecimento tecnológico do segmento *offshore* de produção em águas profundas. Esta nova fase foi totalmente voltada para a solução e desenvolvimento de soluções internas, deixando de lado apenas a aplicação de tecnologias importadas.

5 A EXPLORAÇÃO *OFFSHORE* APÓS 1986 COM O PROCAP

O PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas) desenvolvido pela Petrobrás objetivando viabilizar a exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, foi dividido em três fases distintas conforme cada objetivo a ser atingido.

A primeira e a segunda fase do programa foram responsáveis pela grande formação do conhecimento em tecnologias no segmento *offshore* de produção em águas profundas. A formação desse conhecimento envolveu desde o início da dependência que a Petrobrás possuía de tecnologias externas, até o domínio e geração de tecnologia neste segmento, que ocorreu na segunda fase do PROCAP. Essas duas fases do PROCAP objetivavam a exploração do petróleo em águas com até 2000 metros.

Na terceira e última fase do programa, o objetivo era explorar campos com até 3000 metros de profundidade e que possuíam grande amplitude horizontal e frágil constituição geológica.

5.1 PROCAP 1000: O DESENVOLVIMENTO PELO CONHECIMENTO EXISTENTE

Com o contrachoque do petróleo e a grande descoberta de campos gigantes na Bacia de Campos (RJ), a Petrobrás acabou sendo obrigada a desenvolver soluções que possibilitassem a exploração e aproveitamento econômico dos campos *offshore* que se situavam em águas brasileiras. Essas soluções deveriam ser totalmente destinadas às características dos campos brasileiros, que situam-se em águas profundas e ultra-profundas.

Esta primeira fase do programa, tinha como objetivo desenvolver a capacidade da empresa explorar de maneira economicamente viável em profundidades até 1000 metros, utilizando como base o Sistema de Produção Flutuante. Para alcançar esse objetivo, foram iniciados os desenvolvimentos dos campos com maiores profundidades, como o Albacora, Albacora Leste e de Marlim. O Sistema de Produção Flutuante continuou sendo utilizado devido a todo o conhecimento e operacionalização formado a

partir deste sistema, juntamente com o sistema de produção antecipada que tinha sido adotado anteriormente.

A grande estratégia que compôs esta fase do programa, esteve reunido em absorver e adaptar o conhecimento tecnológico que existia em sistemas de produção flutuante por todo o mundo, com o objetivo de adotar melhorias nestes sistemas para que pudessem alcançar os 1000 metros de profundidade em exploração. Além da quase inexistência de desenvolvimento tecnológico, a Petrobrás não possuía fornecedores e instituições locais para que pudesse gerar suporte e aperfeiçoamento tecnológico que necessitava a empresa. Diante disso, para alcançar o seu objetivo, a empresa criou projetos com objetivo de melhorar as adaptações tecnológicas, que seriam essencialmente constituídas por inovações incrementais (FURTADO, 1996).

Sabendo das dificuldades que encontrariam para alcançar os objetivos traçados pelo PROCAP, coube a Petrobrás recorrer inicialmente a parceiros externos, tendo em vista que as organizações brasileiras não possuíam capacidade de auxiliar a empresa a suplantar o entrave tecnológico na qual se encontrava. Porém, coube também à Petrobrás o desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro, entre o qual o incentivo ao desenvolvimento de pesquisa e desenvolvimento, através da criação do Centro de Estudos em Petróleo (Cepetro), dentro da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, em 1987. Este centro foi responsável pelas primeiras ações de desenvolvimento tecnológico brasileiro conjuntamente com o Cenpes no segmento *offshore* de produção.

O Cepetro realiza diversas pesquisas em Economia dos Recursos Minerais, Engenharia de Poços, Geofísica Computacional, Modelagem Geológica de Reservatórios de Águas Profundas, além de tantos outros estudos no segmento. Com todo esse desenvolvimento e estudo, a Unicamp tem se tornado de grande utilidade na capacitação de empresas e capital humano para atender grande necessidade que possui a indústria do petróleo.

Ainda dentro desse desejo da Petrobrás desenvolver tecnologias próprias, uma atitude merece destaque que o PROCAP adotou, que foi a formação de um grupo de trabalho, com o objetivo de facilitar o aprendizado interno e como consequência a geração de conhecimento científico para ser aplicado nas atividades de exploração e

produção *offshore*. Este grupo era formado por uma diversidade de setores internos da empresa, e que foi denominado de Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP). Como era formado por diversos órgãos envolvidos, o CIAP foi o grande expoente pelo caráter multidisciplinar de aprendizado desenvolvido pelo PROCAP, permitindo o avanço do segmento *offshore* brasileiro de maneira sólida e consistente (PETROBRÁS, 1991).

Visando desenvolver o segmento *offshore* brasileiro, a CIAP apresentou inicialmente cerca de 64 projetos para serem executados pelo PROCAP, mas a medida que esses projetos se desenrolavam, eles acabavam por gerar outros, resultando no final do PROCAP 1000, em 109 projetos. Dentre todos estes projetos, 80% deles eram voltados para a adaptações incrementais, ou seja, adaptação do conhecimento externo às necessidades locais, e apenas 20% eram representados por inovações locais (PETROBRÁS, 1991).

As pesquisas que envolveram o PROCAP 1000 foram divididas em cinco ramos principais: 1 – equipamentos e instalações *subsea*; 2 – plataformas semi-submersíveis e embarcações; 3 – veículo de operação remota; 4 – ampliação da base de dados sobre a Bacia de Campos e busca por novos campos e 5 – plataformas fixas. É de grande importância destacar, que a primeira fase do PROCAP teve como foco principal de pesquisa os ramos 1 e 2, pois foi onde a empresa obteve grande êxito (PETROBRÁS, 1991).

Porém, coube a CIAP também fazer um grande levantamento dos aspectos geológicos e geofísicos da Bacia de Campos, conforme previa um dos principais ramos de pesquisas propostos, fazendo um grande estudo das áreas geológicas marinhas próximas aos campos descobertos, propiciando um importante banco de dados que possibilitava saber quais eram as reais condições de exploração em determinada área e campo específico. Com a absorção deste tipo de conhecimento específico, a CIAP aumentou o número de projetos nesta área, como o reconhecimento do solo volúvel (composto por lama e cascalho) da Bacia de Campos, sendo necessário um *template/manifold* diferente do que existia nesta época (PETROBRÁS, 1991).

5.1.1 As principais inovações tecnológicas obtidas

A seguir serão apresentadas as principais inovações tecnológicas que o PROCAP obteve nesta sua primeira fase.

5.1.1.1 Projeto da Árvore de Natal Molhada de forma detalhada

Este projeto foi iniciado em conjunto com o PROCAP e o Setor de Tecnologias Submarinas, com o objetivo de desenvolver os principais equipamentos nesta fase do programa. Este projeto detalhado consistia em possibilitar a definição de todo o equipamento, de modo que ao analisar este projeto, o fornecedor que fosse escolhido pudesse observar este projeto e desenvolver a árvore de natal molhada (ANM) que a Petrobrás desejava.

Para o desenvolvimento do projeto da árvore de natal, o Cenpes/PROCAP já possuíam um relativo conhecimento acumulado, oriundo da instalação das ANM's que encontravam-se nos pacotes de produtos que a companhia importava no início da exploração *offshore*. O projeto de execução da ANM foi desenvolvido em duas partes: 1ª - Projeto Conceitual – os resultados de pesquisa são transformados para o papel; 2ª - Projeto Básico – os resultados de pesquisa são colocados sob a forma de tecnologia concreta. Nestas duas fases de pesquisa, a interação com agentes externo, como fornecedores, foi de fundamental importância para o seu sucesso. O projeto conceitual possuiu a função de otimizar o desempenho das ANM para condições mais severas, até 1000 metros, melhorando o peso, os internos e as interfaces de conexão de tecnologias (FURTADO & FREITAS, 2004).

Na fase do projeto básico, para melhor coordenar as atividades desta, o projeto subdividiu-se em duas etapas: 1ª - construir e testar protótipos de árvore; 2ª - instalar e testar uma árvore em tamanho real. Para a primeira etapa, o Cenpes contratou o Laboceano da Coppe/UFRJ, onde os técnicos puderam testar em um tanque submarino diferentes *interfaces* e *designs*. Já na segunda etapa, a criação de um protótipo ótimo, levou a instalação de uma ANM no campo de Marlim em um poço com lâmina d'água

de 700 metros. Concomitantemente com o projeto da ANM, existia um projeto de padronização da interface dos equipamentos *subsea* (FURTADO & FREITAS, 2004).

Portanto, no final desta fase do PROCAP os dois projetos obtiveram êxito, rendendo ótimos resultados para a empresa: 1 – redução de custos; 2 – aumento no ritmo de exploração de um campo; 3 – aumento no número de fornecedores primários para a empresa (FURTADO & FREITAS, 2004).

5.1.1.2 Desenvolvimento do *Template*

Template é a estrutura de metal fixada ao solo submarino que servirá de alicerce para a instalação de um equipamento *subsea* ou as bases de uma plataforma. Inicialmente, a Petrobrás utilizava o *template* unido com o *manifold*, mas devido ao seu tamanho e a dificuldade de lançamento no mar, a empresa buscou soluções para isto, resolvendo instalar separadamente o *template* do *manifold*. Após uma série de pesquisa e aprendizado, foi definido o formato octogonal e não o retangular ou circular dos modelos que já existiam, para possibilitar a melhor fixação do *manifold* no terreno característico da Bacia de Campos.

5.1.1.3 Desenvolvimento do *Manifold*

O *manifold* é o equipamento *subsea* mais importante dentro da exploração offshore, por possuir as funções de injetar líquido ou gás dentro de um poço para manter a pressão, controlar as ANM's que estão interligadas a ele e realizar o bombeamento do petróleo, e por isso o desenvolvimento do *manifold* foi um dos projetos mais complexos do PROCAP 1000, sendo que o objetivo deste projeto era adaptar o conceito que já existia de *manifold* a realidade brasileira.

Como o *manifold* é um equipamento complexo, para o seu desenvolvimento a Petrobrás precisou do auxílio da companhia Conoco e da Ocean Technology. A interação entre a Petrobrás e essas empresas, foi o principal fator para a Petrobrás adquirir o conhecimento necessário sobre *manifolds*. Porém, apesar dessa interação e

do relativo conhecimento que a Petrobrás adquirir com este equipamento, os primeiros modelos ainda eram insuficientes para atender as necessidades da Bacia de Campos. Foi apenas em julho de 1990, que o *manifold* pode ser conectar ao *template* no campo de Albacora, dando início a superação de mais esta entrave (CORDEIRO, 1990).

A partir deste primeiro sucesso, a Petrobrás passou a aperfeiçoar cada vez mais as características do *manifold*, como o sistema de bombeamento, injeção de água e gás para que se adaptassem plenamente às condições locais e possibilitando ainda mais a redução de custos na aquisição dos equipamentos auxiliares do *manifold*.

5.1.1.4 Desenvolvimento de uma plataforma própria

Este foi o grande objetivo de projeto que o PROCAP objetivava nesta primeira fase, o desenvolvimento de uma plataforma flutuante própria, que receberia o nome de Vitória-Régia. O projeto da Vitória-Régia consistia em desenvolver um novo conceito de plataforma semi-submersível que fosse mais apropriado às condições operacionais da Bacia de Campos, ou seja, sendo capaz de operar até 1.000 metros com lâmina d'água (FURTADO & FREITAS, 2004).

Porém, a construção desse projeto passou por um longo aprendizado, necessitando o mesmo dividir-se em duas fases: o projeto conceitual e o projeto básico. O projeto conceitual iniciou-se com o aperfeiçoamento das plataformas semi-submersíveis que já existiam no Campo de Enchova, resultando finalmente na redução dos custos com os cascos das plataformas em mais de 30%, além da transformação/adaptação das plataformas de perfuração para plataformas de produção (DIPREX, 1989). Após desenvolvido o projeto conceitual, foi colocado em prática o projeto básico e este objetivava principalmente verificar a vida útil dos equipamentos assim como a fadiga às intempéries. O resultado obtido foi a consolidação da técnica de estabilização das plataformas semi-submersível (PETKOVIC, 1990).

Mesmo desenvolvido o projeto de uma plataforma, ela ainda era grande e de custos elevados, o que coube mais estudos para se reduzir o tamanho da mesma, obtendo-se posteriormente o tamanho que são hoje, em torno de 11.000 m², além de

uma redução de custos da ordem de US\$ 70 milhões em cada unidade (PETKOVIC, 1990).

Apesar de todo o resultado positivo obtido, o projeto não ultrapassou a fase conceitual, devido principalmente à transformação que seria necessário ser efetuado nas plataformas de perfuração para produção (FURTADO & FREITAS, 2004).

5.2 PROCAP 2000: A CRIAÇÃO DE CONHECIMENTO

O início do PROCAP 2000 foi em 1993 e sua finalização ocorreu em 1999 com a conclusão de seus objetivos principais. Entre estes objetivos principais na sua segunda fase, encontrava-se a ampliação da capacidade de produção, prospectar poços que estavam situados sob lâmina d'água de 2000 metros e a contínua melhoria ou redução dos custos de produção de explorar o petróleo neste segmento. Como a linha de desenvolvimento principal foi o objetivo de alcançar a prospecção em poços sob lâmina d'água de até 2000 metros, podemos dizer que o PROCAP 2000 foi nada mais que um prolongamento por um período maior do PROCAP 1000, ressalvadas as devidas avaliações e destaques para as características de cada fase. Segundo Furtado & Freitas (2004), esta segunda fase do programa foi um contínuo processo de aprendizado e conhecimento do segmento *offshore* de maneira mundial, com o objetivo de mapear os principais formadores do conhecimento neste ramo.

O diferencial na segunda fase do programa se comparado com a primeira refere-se à trajetória tecnológica adotada. Enquanto no PROCAP 1000 o desenvolvimento foi marcado por inovações incrementais, no PROCAP 2000 o desenvolvimento foi em grande maioria composto por inovações radicais. Portanto, esta fase do programa, foi envolvido pela constante busca de tecnologias totalmente novas ou inéditas, objetivando romper o entrave tecnológico até então intransponível, buscando caminhos nunca alcançados pelo desenvolvimento em pesquisa e tecnologia no Brasil.

Este novo horizonte de novas tecnologias e desafios fizeram refletir nesta segunda fase do PROCAP, pois ao contrário da primeira fase, o número de projetos destinados a pesquisa foram de 40, sendo que a maioria deles destinava-se a

investigação específica de critérios relevantes e que a empresa sabia que era fundamental para a transposição dos entraves. Para isso, a CIAP adotou a postura comparativa dos projetos da 1ª fase do programa, com as futuras tecnologias que poderiam ser desenvolvidas. Isso nada mais era do que comparar os sistemas convencionais que a empresa utilizava com os novos projetos, possibilitando indicar ou não esses novos projetos como uma boa alternativa para as tecnologias passadas, mas até então utilizadas.

Outra rotina de averiguação que a CIAP passou a adotar nos projetos aprovados foram análises trimestrais, com o objetivo de avaliar se os projetos estavam de acordo com condições que foram inicialmente estipuladas, além de possibilitar a existência de relações entre tecnologias que inicialmente pareciam diferentes. O Cenpes também passou a adotar a realização de reuniões anuais de reavaliação dos projetos. Essas reuniões faziam com que os diversos departamentos da empresa compartilhassem seus conhecimentos obtidos e como alcançou-se cada um deles (MAIA & BARROS, 2003).

Foi a CIAP também responsável pela adoção do programa de gerenciamento de processos – API RP-75, criado pela *American Petroleum Institute*, que formalizou práticas mais seguras de operações e equipamentos de explorações de petróleo em águas, objetivando a promoção de segurança operacional, proteção ambiental nas operações de petróleo e gás em instalações marítimas (MAIA & BARROS, 2003). Para adotar essas medidas operacionais do API RP-75, a Petrobrás implementou um programa de Segurança, Saúde e Meio Ambiente, especializando funcionários nessas áreas. Esses funcionários seriam responsáveis pelas auditorias nos novos projetos, gerando uma gestão na condução de programas de desenvolvimento tecnológico da empresa.

5.2.1 As principais inovações tecnológicas obtidas

Durante esta segunda fase do PROCAP foram desenvolvidos os equipamentos *subsea*, tecnologias mais apuradas de perfuração e exploração dos campos, assim

como melhoria nas embarcações e na ancoragem das mesma. A seguir serão apresentadas as principais inovações tecnológicas obtidas.

5.2.1.1 Sistema de Bombeamento e Separação Multi-fásica (VASP)

Depois do desenvolvimento do *manifold*, o desenvolvimento da tecnologia de bombeamento do petróleo juntamente com o gás, foi de grande utilidade para a contínua exploração dos campos cada vez mais longínquos. O VASP – *Vertical Annular Separation and Pumping System* – tem como objetivo separar a fase multifásica de petróleo, água, gás e detritos, assim como sistema de bombeio externo ao poço, pois existem casos em que é necessário o bombeamento interno (PETROBRÁS, 2005).

Apesar da existência de tecnologias em bombas multifásicas no mercado, a Petrobrás buscou criar esta tecnologia com o intuito de que fosse totalmente adaptada às condições que os poços de petróleo em solo brasileiro ofereciam, característica essa que os equipamentos disponíveis não possuíam (ORTIZ NETO, 2006).

O desenvolvimento inicial desta tecnologia não coube à Petrobrás, mas sim a AGIP. A companhia brasileira só entrou no desenvolvimento deste projeto somente na segunda fase e a partir daí de maneira decisiva para obter os resultados alcançados, inclusive a característica física inovadora do equipamento, em formato vertical, contrariamente aos que existiam no mercado que eram horizontais. O primeiro teste do equipamento foi realizado na Bacia de Campos, especificamente no campo de Marimba (ORTIZ NETO, 2006).

5.2.1.2 Árvore de Natal Molhada Horizontal

Este equipamento foi desenvolvido inicialmente para melhorar a exploração no campo de Roncador, assim como reduzir os custos que envolviam a extração de petróleo neste tipo de campo, que era basicamente horizontal. A ANM-H não possui grandes diferenciações da árvore tradicional, mas as pequenas diferenciações geradas foram de fundamental importância para a exploração dos campos horizontais. Dentre

estas diferenciações pode-se perceber a facilidade de conexão da mesma com a boca do poço, facilitando assim sua manutenção e substituição, além de suas válvulas conectoras terem disposição horizontal, ao contrário das árvores tradicionais em que as válvulas são em posição vertical, possibilitando uma melhor adaptação de todos os equipamentos *subsea* sobre os poços que estão sendo explorados (PETROBRÁS, 2005).

Outro benefício advindo da utilização da ANM-H foi a melhor empregabilidade das bombas CBSS, que por sua característica de submersão ao poço, precisa ser constantemente removida para manutenção, o que com a ANM-H facilita o processo (ORTIZ NETO, 2006).

Portanto, com o desenvolvimento da ANM-H houve um grande avanço na qualidade em exploração dos poços horizontais, principalmente após a técnica de perfuração horizontal. A grande relevância deste equipamento está a cada dia salientada, pois as grandes descobertas dos poços gigantes no território brasileiro são basicamente de poços horizontais, onde este equipamento é fundamental para a redução dos custos de exploração (PETROBRÁS, 2005).

5.2.1.3 Bomba Centrífuga Submersível (BCSS)

A BCSS é um equipamento de grande utilização nos campos brasileiros, e que foi desenvolvido com o objetivo de bombear o petróleo pesado e ultra-pesado, além de muito viscoso até a ANM ou *manifold*. Este equipamento foi desenvolvido para operar no interior dos poços, facilitando a subida ou deslocamento do petróleo até a superfície (PETROBRÁS, 2005).

Esta bomba é de grande importância para a exploração de poços ou campos em condições extremas, pois como são localizadas no interior dos poços, elas necessitam para o seu funcionamento, um motor elétrico, que fornece energia para a mesma bombear o petróleo do poço até a ANM ou *manifold*, e daí, através de uma outra bomba, o petróleo ser rebombeado ou recalçado até as plataformas, navios ou monobóias (ASSAYAG, 2002).

Apesar da existência deste tipo de bomba já ser disponível anteriormente, esse modelo particular, possui grande eficiência quando em operação em campos brasileiros, que são de características horizontais e com petróleo com grande viscosidade. A grande diferenciação em relação a outras bombas existentes no segmento, é a particularidade da mesma ser movida por um gerador elétrico situado no local, enquanto os outros modelos utilizam a força hidráulica para movimentar esse equipamento. Outra diferenciação do equipamento em relação ao seus concorrentes é que, como a maioria dos campos brasileiros são horizontais, eles acabam perdendo a pressão interior com mais facilidade, e por isso influenciam diretamente a operação das bombas. Na bomba desenvolvida pela Petrobrás, ela mantém as características de bombeio por mais tempo, necessitando menos interferência durante o bombeio, como injeção de gás e água para manter a pressão parcial no interior dos poços de petróleo (ASSAYAG, 2002).

A primeira BCSS foi instalada em 1998 no campo de Albacora, localizado a 1.109 metros de lâmina d'água, e o resultado econômico proporcionado pela sua implementação foi o aumento da produtividade em torno de 20%, principalmente após a instalação conjunta da ANM-H, que facilitada a sua desconexão a profundidades tão elevadas (ASSAYAG, 2002).

5.2.1.4 Técnica de Perfuração Horizontal na Exploração

A técnica de perfuração horizontal consiste na utilização de motores nas brocas de perfuração, permitindo que a mesma se curve em um ângulo de 90° a um pequeno espaço. Esta técnica é de grande eficiência e qualidade para a exploração nos campos horizontais, pois os poços explorados são geralmente envoltos por arenito e sal, característica esta que confere pouca sustentabilidade vertical ao mesmo, além da instabilidade do poço. Esta técnica foi desenvolvida principalmente para a exploração do grande campo horizontal de Roncador, que possui aproximadamente 132 Km² de extensão (ORTIZ NETO, 2006).

Esta tecnologia de exploração não foi desenvolvida pela Petrobrás, pois a mesma já existia na exploração de campos *onshore*, o que a empresa fez foi melhorar a

técnica e incrementar novos conceitos para que pudesse ser utilizada nos campos brasileiros. As duas principais inovações que o Cenpes/Petrobrás desenvolveram em relação às tecnologias já existentes foram: 1) devido a perfuração dos poços, as brocas de perfuração aqueciam constantemente, e em virtude disso a companhia passou a utilizar a própria lama/lodo do local perfurado para resfriar as brocas, propiciando assim a remoção dos equipamentos de refrigeração das brocas; 2) a instalação de sensores que funcionavam até 6.000 metros solo adentro e a uma temperatura de 200°C, indicando quando a broca encontra água ou petróleo (ASSAYAG, 2002).

5.2.1.5 Sistema de Geração de Nitrogênio - SGN

O desenvolvimento deste sistema originou-se no fato de melhorar o escoamento do petróleo de águas profundas, pois o escoamento do mesmo está diretamente relacionado à temperatura. Apesar do petróleo estar em temperatura ideal para o escoamento ao sair do poço, em torno de 65°C, a temperatura da água em profundidades elevadas é o principal empecilho à condução do mineral, situando-se em torno de 4°C. Esta baixa temperatura da água marítima, acaba provocando o processo de parafinização do petróleo no interior dos dutos e conseqüentemente a dificuldade de escoamento do mesmo, provocando muitas vezes até a obstrução dos mesmos (BERGALLO, 2001).

No início da exploração este problema era resolvido através do aquecimento nos dutos com corrente elétrica, mas ao avançar a exploração para campos cada vez mais profundos e distantes, este procedimento tornou-se demasiadamente caro e de eficiência nem sempre garantida. Diante deste impasse e sabendo da utilização do nitrogênio para gerar calor nos processos de refinamento do petróleo, o Cenpes adotou a mesma prática nas plataformas, gerando este calor através do processo de reação exotérmica do nitrogênio. O calor gerado pelo nitrogênio é transmitido até os dutos através de eletrodos, que são conectados aos dutos e derretem a parafina que dificulta o escoamento (BERGALLO, 2001).

Após o Cenpes avaliar que este sistema de geração de calor seria de grande utilidade e poderia resolver os problemas de cristalização do petróleo, ele também

passou a desenvolver dutos que possibilitassem suportar a transmissão de calor que o sistema geraria, não colocando em risco a integridade física através do aquecimento térmico dos dutos. Este procedimento revelou-se tão viável, que em todas as plataformas, mesmo as que não eram tão profundas em exploração, passaram a adotar este sistema de aquecimento (BERGALLO, 2001).

5.3 PROCAP 3000: O APRENDIZADO BASEADO NA SIMULAÇÃO

A terceira fase do PROCAP foi iniciada no ano de 2000, e tinha como perspectiva de duração até 2006. Porém, em virtude das inúmeras descobertas recentes este programa não possui mais um período para a sua conclusão. Entre os objetivos gerais que se pretende alcançar, é a ampliação da prospecção para os 3.000 metros de profundidade e a redução dos custos de produção nos campos que já estão sendo prospectados. Inicialmente, o objetivo de explorar petróleo sob 3.000 metros de lâmina d'água não era possível, devido à inexistência de descobertas de campos com essa profundidade, o que hoje em dia já não é mais objetivo e sim realidade, com as atuais descobertas de campos gigantes de petróleo sob a camada de pré-sal situado sob uma profundidade de mais de 7.000 metros (PETROBRÁS, 2005).

A Petrobrás objetivava inicialmente investir nesta fase do programa US\$ 128 milhões em pesquisa e desenvolvimento, principalmente para dar suporte às novas explorações e produções dos campos de Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste, Albacora Leste, Jubarte e Cachalote, todos localizados a uma profundidade superior ao 1.000 metros, porém com características bem peculiares quanto ao fluido que possuem em seus interiores. Outra peculiaridade destas explorações era que estes poços possuíam indícios de que eram as maiores reservas de gás natural do país (Petrobrás, 2005), o que viria a se confirmar em 2006 com as descobertas de poços imensos de gás natural na Bacia de Santos.

Porém, para se alcançar esses objetivos de explorar esses poços e alcançar futuramente a descoberta de poços com profundidades até superiores aos 3.000 metros, esta fase do programa foi composto por 19 projetos, que deveriam ser executados envolvendo as principais tecnologias até então desenvolvidas pela

Petrobrás, como o tratamento de informações geológicas, o contínuo melhoramento dos equipamentos *subsea* e a entrega do petróleo até o destino final que seria os terminais. Cabe ainda destacar nesta fase, a seletividade ainda maior com relação ao número de projetos desenvolvidos pela companhia, concluindo-se que cada vez mais ocorria o desenvolvimento do conhecimento e experiência ao longo das fases do PROCAP (PETROBRÁS, 2005).

Com relação as fases do PROCAP, um acontecimento foi marcante e fundamental no processo de desenvolvimento tecnológico deste segmento para o país, que foi a aplicação da modelagem computacional, que são basicamente softwares com modelos matemáticos complexos e tecnologias de realidade virtual, possibilitando a simulação de determinado evento como se fossem real, possibilitando que o aprendizado fosse baseado em um processo de simulação (ORTIZ NETO, 2006).

Apesar da utilização de grande tecnologia computacional e virtual, esta fase do programa foi basicamente marcada por inovações incrementais, isto porque as tecnologias necessárias para que se possam explorar os campos de petróleo sob lâmina d'água de 3.000 metros, são bastante similares àqueles que estão sob 2.000 metros de profundidade. Esse fator de semelhança na exploração, levou o Cenpes a reduzir o processo de geração de novas tecnologias nesta fase, passando apenas a adaptar as inovações obtidas na segunda fase do programa para esta fase (ASSAYAG, 2002).

Portanto, a complexidade que deveria ser superada nesta fase seria o lançamento, instalação, conexão dos equipamentos e linhas flutuantes e ancoragem das plataformas a tal profundidade. Os desafios seriam a exploração de campos com características complexas, como aqueles formados por grandes camadas de rochas de sal e que mudam de forma quando submetidos a certas pressões (ASSAYAG, 2002).

Para possibilitar a exploração dessas áreas cada vez mais complexas e que exigem maiores precisão, o processo de capacitação e desenvolvimento da Petrobrás vem utilizando cada vez mais o uso de técnicas de modelagem e simulação. A utilização de todo o conhecimento adquirido nas duas fases anteriores com essas tecnologias de simulação, vem sendo responsáveis pela construção de um modelo próprio de plataforma semi-submersível, a MONO-BR. Cabe ressaltar que a utilização

da simulação para desenvolver plataformas, tecnologias *subsea*, técnicas de lançamento e etc, não retiram a maneira inicial da empresa desenvolver tecnologia, mas apenas ampliam a capacidade de aprendizado e desenvolvimento tecnológico nestas áreas (PETROBRÁS, 2005).

Portanto, o PROCAP 3000 alterou o seu perfil de trajetória tecnológica, que nas duas primeiras fases eram voltados para a criação e adaptação da tecnologia *offshore*, e que agora utilizam de maneira mais intensa os instrumentos de simulação, buscando conduzir avanços na exploração *offshore*.

5.3.1 Principais inovações tecnológicas obtidas

A seguir serão apresentadas as principais inovações tecnológicas que o PROCAP obteve nesta sua terceira fase.

5.3.1.1 Programa laboratorial de simulação de rochas salinas

Este programa foi desenvolvido pelo Cenpes em conjunto com o IPT – Instituto de Pesquisa Tecnológica de São Paulo – e a IBM. A relevância deste programa encontra-se no fato de que existem entre o ponto ideal de perfuração do poço até o reservatório de petróleo propriamente dito, uma variedade muito grande de rochas e minérios, e entre elas as rochas de sal. Essas rochas de sal têm a característica de serem extremamente frágeis, ocasionando deformações com grande facilidade nas estruturas em que estão envolvidas, dificultando ou inviabilizando a prospecção desses poços (ORTIZ NETO, 2006).

Porém, esse programa tem a capacidade de demonstrar qual será o caminho de deformação que essas rochas sofrerão ao longo da exploração deste campo, possibilitando a exploração deste campo de maneira viável. Este equipamento tem possibilitado a exploração de diversos poços que possuem estas características, como os poços na Bacia de Santos, assim como será de extrema relevância para a

exploração futura dos campos gigantes recém descobertos como o Pão de Açúcar, que estão sob uma camada de pré-sal de grande espessura (ORTIZ NETO, 2006).

5.3.1.2 Modelagem de interpretação sísmica em 3 e 4 dimensões

Esta tecnologia está sendo utilizada na perfuração de poços através da geo-modelagem tridimensional. Essas imagens tridimensionais possibilitam a interpretação de maneira eficiente a geometria interna e externa dos poços de petróleo, possibilitando a companhia escolher os pontos ótimos de perfuração dos respectivos campos. Estas imagens provêm dos sinais das sísmicas, que são interpretados por modelos matemáticos complexos e geram essas imagens (RAPOSO, 2004).

Conhecendo os melhores pontos de perfuração para se alcançar o petróleo, o custo nesta fase se reduz sensivelmente, já que o gasto com a perfuração dos poços corresponde a aproximadamente 85% dos custos totais de exploração, estes advindos principalmente do elevado valor no aluguel diário dos barcos sondas. Antes da utilização desta tecnologia, para se obter petróleo nos poços eram necessários em média a perfuração de 65 poços, ao custo de 15 milhões de dólares cada para se alcançar a produção viável. Portanto, com esta tecnologia a perfuração se reduziu para 50 poços e a um custo a metade do preço inicial (RAPOSO, 2004).

Juntamente com a sísmica 3D, o Cenpes desenvolve a sísmica 4D, a qual vai viabilizar a interpretação do fluxo de petróleo ao longo do tempo. O desenvolvimento da quarta dimensão, o tempo, provém do desejo da empresa entender o fluxo do óleo para tentar aumentar as descobertas de petróleo mais leve (o mais antigo), a partir das reservas novas (o petróleo mais pesado) e aumentar assim o conhecimento da formação das jazidas, possibilitando melhorar ainda mais os pontos ótimos de prospecção dos poços, assim como a injeção de fluidos dentro dos mesmos. Além deste benefício, a sísmica 4D tende a melhorar ainda mais a exploração dos campos marginais recém descobertos, pois os mesmos precisarão cada vez mais precisão em sua exploração (ORTIZ NETO, 2006).

5.3.1.3 Tanque de provas numéricas (TPN)

O TPN é uma sala de aproximadamente 130m², controlada por 78 computadores interligados, capaz de simular todos os equipamentos em seu ambiente de atuação, projetando imagens tri-dimensionais de plataformas e equipamentos operando a profundidades superiores à 2.000 metros de profundidade. Esta sala de realidade virtual, foi a primeira sala desenvolvida na indústria de petróleo mundial, e sua tecnologia é tanto, que é capaz de prever o que deverá ocorrer com as peças, equipamentos, e tantos outros utensílios em interação com as intempéries climáticas e naturais (CONSÓRCIO, 2008).

A criação do TPN inspirou-se nos Tanques de Provas Físicos (TPF), que são grandes compartimentos com água, no qual os equipamentos, estruturas e outros objetos são testados, porém em escalas reduzidas, simulando ventos, ondas e outros fatores naturais. Apesar do TPF ser um grande aliado das indústrias de petróleo no segmento *offshore*, ele ainda apresenta uma defasagem em relação a realidade de atuação destes equipamentos, deixando muitas margens para erros e gastos em equipamentos que poderão não ser condizentes aplicados na prática, e isto foi o principal motivo que fez a Petrobrás/Cenpes desenvolver o TPN.

Com o TPN, os engenheiros podem testar uma diversidade de equipamentos e plataformas sobre diversas condições, o que não era possível apenas com o TPF. Além disso, a construção de um equipamento piloto somente se dará quando ele for aprovado nos testes no TPN, sendo somente então destinado ao TPF, reduzindo tempo e recursos de pesquisa. O TPN também tem sido utilizado para promover melhorias nos equipamentos e plataformas que estão em operação, possibilitando a utilização de maneira mais eficiente dos equipamentos e plataformas sem reduzir a produção diária (CONSÓRCIO, 2008).

Porém, os avanços proporcionados pelo TPN, ainda não foram suficientes para atingir o principal objetivo do PROCAP 3.000, que é a criação de uma plataforma semi-submersível, a MONO-BR.

6 CONCLUSÃO

Após desenvolvido todos esses fatores que impulsionaram o desenvolvimento tecnológico da Petrobrás, o objetivo final foi demonstrar que o processo de inovação e capacitação tecnológica adotado pela empresa foi o responsável pelo surgimento de uma companhia gigante no processo de produção e exploração de petróleo no segmento *offshore*.

Deve-se ressaltar dentro do desenvolvimento da Petrobrás, a grande importância do seu Centro de Pesquisa, o Cenpes, como o grande responsável pela capacitação de toda a mão-de-obra técnica da empresa, assim como a capacitação tecnológica de outros setores ligados à empresa dentro do país. Foi o Cenpes também incentivador das parcerias adotadas pela companhia, como com universidades, institutos e até com outras empresas concorrentes no segmento, visando o aprendizado e experiência nesta área até então pouco desenvolvida dentro do país.

Outro fator preponderante de grande importância que se deve ressaltar, é a ruptura de paradigma que a empresa adotou a partir de 1986, com a adoção do PROCAP, objetivando a ruptura do processo de dependência de tecnologias importadas, rumando a uma trajetória de desenvolvimento e pesquisas próprios. Ficou claro que, todos os impactos gerados pelo processo de aprendizado tecnológico adotado a partir de 1986, foram os responsáveis por tornarem o país em um grande produtor de petróleo no mercado internacional.

Portanto, foi a união de todos esses fatores, como aumento de investimento em P&D, parcerias com universidades públicas e privadas, além da troca de conhecimento com outras empresas é que propiciaram que a Petrobrás tornasse referência mundial em exploração em águas profundas e ultra profundas.

REFERÊNCIAS

ANP. Superintendência de Assuntos Estratégicos. **Conjuntura & Informação**, Rio de Janeiro, n. 23, ago. 2003. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 22/09/2007.

ANP. Superintendência de Planejamento e Pesquisa. **Produção Nacional de Petróleo e LGN em barris de óleo equivalente**, Rio de Janeiro, mai. 2005. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 05/03/2008.

ASSAYAG, M. O domínio das profundezas do mar. **Cadernos Petrobrás**, n. 2, p. 11-18, ago., 2002.

BARATA, G. **História do petróleo no Brasil**. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet06.shtml>> Acesso em: 12 set. 2007.

BERGALO, J.C. Cristalização de Parafinas, Formação de Organogéis e Escoamento em Oleodutos. **Boletim Técnico Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 44, n. 1, p. 22-23, jul./dez., 2001.

CENPES. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 15/04/2008.

CONSORCIO elabora no Brasil projeto básico da P-57, Site Guia Offshore. Disponível em: <<http://www.guiaoffshore.com.br>>. Acesso em: 22/07/2008.

CORDEIRO, A. L. *Template-Manifold Octos 1000*. Relatório Interno – Notícias do Procap, n. 82, set. 1990.

DALLA COSTA, A. J.; ORTIZ NETO, J. B. A Petrobrás e a exploração de petróleo *offshore* no Brasil: um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 61, n. 1, p. 95-109, jan./mar. 2007.

DOSI, G. *Technological paradigms and technological trajectories*, **Research Policy**, v. 2, n. 3, p. 147-162, 1982.

FIELDS in Production. Disponível em: <<http://www.dep.no>> Acesso em: 28 jul. 2008.

FRANÇA, F. **Petrobrás na vanguarda**. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/be10/bol10.htm>> Acesso em 17 out. 2007.

FREITAS, A. G. 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>>. Acesso em: 05 jan. 2008.

FURTADO, A. T. A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção *offshore*. **Revista Venezuelana de Gestión Tecnológica**, Caracas, v. 17, n. 3, p. 31-66, 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.

HELLER, C. Path-dependence, lock-in e inércia. In: PELAEZ, V.; SZMRECSÁNYI, T. (Org.). *Economia da inovação tecnológica*. São Paulo: Hucitec, 2006. p. 260-284.

LOGÍSTICA, Site Click Macaé. Disponível em: <<http://clickmacae.com.br>>. Acesso em: 12/02/2008.

KEILEN, H. *Norwegian Petroleum Technology: A success story*. Norwegian Academy of Technological Sciences and Offshore Media Group. NTVA, Trondheim-Noruega, 98p., 2005.

LA ROVERE, R. Paradigmas e trajetórias tecnológicas. In: PELAEZ, V.; SZMRECSÁNYI, T. (Org.). *Economia da inovação tecnológica*. São Paulo: Hucitec, 2006. p. 285-301.

MAIA, J. L. P.; BARROS, M. T. L. *Process Audits in Maritime Facilities for the Production of Petroleum*. *Boletim Técnico Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 46, n. 3, p. 201-204, jul./dez., 2003.

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.

MILES, L. *Offshore Pioneers: Hermans and George Brown sought adventure through engineering*. *Insight Magazine: Process, Power & Marine*. Disponível em: <<http://www.intergraph.com>> Acesso em 13 jul. 2008.

ORTIZ, L. *Pesquisa petrolífera do Brasil na fronteira do conhecimento*. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet07.shtml>> Acesso em: 18/10/2007.

ORTIZ NETO, J. B. *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*. Curitiba, 2006. 194 f. *Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) – Setor de Ciências Sociais Aplicada, Universidade Federal do Paraná*.

PETKOVIC, M. A. SS-460 plataforma semi-submersível específica de produção. *Relatório Interno – Notícias Procap*, n. 60, jan., 1990.

PETROBRAS. Relatório de Reavaliação do PROCAP 1000. Rio de Janeiro, 11 p., 1991.

PETROBRAS. 30 years of deep water technology. **Petrobrás Magazine: International Communications**, 77 p., jun. 2005.

QUEIROZ, S. Aprendizado tecnológico. In: PELAEZ, V.; SZMRECSÁNYI, T. (Org.). **Economia da inovação tecnológica**. São Paulo: Hucitec, 2006. p. 193-211.

RAPOSO, A.; RUOSO, E. R.; GATTASS, M. A realidade virtual na Indústria de Exploração de Produção de Petróleo. **Realidade Virtual: Conceitos e Tendências**. Editora Mania de Livro, São Paulo, p. 285-286, 2004.

SINDIPETRO, **Histórico da atividade offshore no Brasil**. Disponível em: <<http://www.sindipetro.org.br>>. Acesso em: 22/11/2007.

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 em: 29 mar. 2008.