



**Universidade Estadual Paulista**

**Faculdade de Ciências e Letras**

**Departamento de Economia**

**GEEIN – Grupo de Estudos em Economia Industrial**

Rodovia Araraquara/Jaú km 1 - CEP: 14.800-901

Araraquara-SP

Fone/Fax: (16) 3301-6272

<http://geein.fclar.unesp.br>



**A INTERAÇÃO USUÁRIO-PRODUTOR NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA  
NACIONAL: O CASO DA PETROBRAS E SEUS FORNECEDORES.**

Aluna: Giovanna Guimarães Gielfi

Orientador: Prof. Dr. Rogério Gomes

Banca examinadora: Prof. Ms. José Ricardo Fucidji

Julio Vicente Rinaldi Favarin

Araraquara, Novembro de 2010.

FACULDADE DE CIÊNCIAS E LETRAS – CAMPUS DE ARARAQUARA  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

**A INTERAÇÃO USUÁRIO-PRODUTOR NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA  
NACIONAL: O CASO DA PETROBRAS E SEUS FORNECEDORES.**

**Giovanna Guimarães Gielfi**

Monografia apresentada à Universidade  
Estadual Paulista como exigência para  
Conclusão do curso de Ciências Econômicas  
da Faculdade de Ciências e Letras.

Orientador: Prof. Dr. Rogério Gomes

Banca examinadora: Prof. Ms. José Ricardo Fucidji

Julio Vicente Rinaldi Favarin

*A minha família, em especial,  
minha mãe Luciana e meus irmãos  
Marcella e Luis Fernando, o Nando.*

## AGRADECIMENTOS

A minha mãe, Luciana, a qual, sem medo de exageros, agradeço por tudo. Ela é a grande responsável por tudo isso. Aos meus irmãos Marcella e Nando, que junto com minha mãe, são meus motivos e minhas forças. Obrigada por todo carinho, compreensão, ensinamentos, valores transmitidos, pelos sacrifícios feitos, por estarem sempre presentes, por sempre acreditarem (mesmo quando eu não cri) e, por tantos outros motivos. Fogem-me as palavras, mas não as lembranças. A toda minha família, avó, tios, tias, madrinha, primos e primas, por fazerem mais que jus ao título e por todo suporte. A minha Tia Iza, por quem tenho imenso amor e carinho e, que nunca faltou.

A Martha Lins, por me ensinar um pouco mais sobre o sentido da amizade e tornar essa fase de transição mais agradável e engraçada. Ao Minhoca, pela amizade e companheirismo e, pelas experiências e momentos compartilhados. A todos os amigos por ajudarem e influenciarem, cada um a sua maneira, no meu processo de crescimento e compreensão dos fatos.

Ao professor e orientador Rogério Gomes, por toda atenção e contribuições a minha formação, influenciando diretamente minha forma de pensar a economia. Agradeço-o por todas as vezes que me motivou e incentivou meu aprendizado.

Ao GEEIN, onde aprimorei meus conhecimentos e criei laços de amizade. Aos “membros mais velhos” Bruno e Paulo, que complementaram meu desenvolvimento. Agradeço a “atual geração”, especialmente, a Gabriela, com quem partilhei sonhos e anseios; ao Celso, que influenciou e, por vezes, modificou minha percepção da vida, me fazendo (re)pensar; ao Vinicius, que ganhou minha admiração por sua sensatez e ponderação.

*Sapere aude!*

Kant, 1974.

## SUMÁRIO

1. Introdução .....	10
2. A teoria evolucionária .....	12
2.1. O progresso tecnológico e seus determinantes.....	12
2.1.1. Desenvolvimento e progresso técnico .....	12
2.1.2. O processo inovativo .....	14
2.1.3. Paradigmas e trajetórias tecnológicas.....	17
2.2. A interação usuário-produtor .....	19
3. A indústria de petróleo e seus fornecedores.....	22
3.1. As etapas produtivas do setor .....	22
3.2. O setor petrolífero <i>offshore</i> .....	23
3.3. O desenvolvimento da Petrobras a partir do PROCAP .....	30
3.4. A Petrobras a partir dos anos 2000: uma nova política de compras.....	36
4. Estudos de caso da interação usuário-fornecedor .....	40
4.1. Os fornecedores do setor petrolífero .....	40
4.2. O caso da Aker Solutions.....	42
4.2.1. A Aker Solutions e a Petrobras .....	44
4.2.2. Conclusões da interação entre a Aker Solutions e a Petrobras .....	47
4.3. O caso da FMC Technologies.....	50
4.3.1. A FMC Technologies e a Petrobras.....	51
4.3.2. Conclusões da interação entre a FMC Technologies e a Petrobras .....	54
5. Considerações finais .....	56
6. Referências bibliográficas.....	59

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Caracterização das fases da Cadeia Produtiva da Indústria Petrolífera.....	21
Figura 2: Dispersão global das empresas da amostra .....	42

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolução dos preços do barril de petróleo e dos investimentos reais da Petrobras – 1977/2007 .....	26
Gráfico 2: Produção de petróleo e gás em águas profundas – meados de 2010 .....	29
Gráfico 3: Evolução do custo de extração de petróleo e gás – 2006/2010 .....	29

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Trajetória tecnológica da Petrobras .....	39
Tabela 2: Perspectivas dos Investimentos e seus efeitos – 2001/2014 .....	41
Tabela 3: Receita Bruta, Empregados e Gastos em P&D – Aker Solutions.....	44
Tabela 4: Desenvolvimentos da Aker Solutions para a Petrobras .....	48
Tabela 5: Receita Bruta, Empregados e Gastos em P&D – FMC Technologies.....	50
Tabela 6: Desenvolvimentos da FMC Technologies para a Petrobras .....	54

## LISTA DE ABREVIATURAS E TERMOS

<b>ANM</b>	Árvore de natal molhada.
<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo.
<b>BNT's</b>	Barreiras não-tarifárias.
<b>CENPES</b>	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, da Petrobras.
<b>DOWNSTREAM</b>	Relativo às atividades de refino, transporte e comercialização.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e produção.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção.
<b>EPC</b>	Engineering – Procurement – Construction.
<b>FEED</b>	Front-end Engineering and Design inclui o planejamento e <i>design</i> do ciclo de vida do projeto, ou seja, do começo ao fim.
<b>FPSO</b>	Floating, Production, Storage and Offloading System (Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Descarregamento).
<b>GN</b>	Gás natural
<b>HP/HT</b>	High-pressure / high-temperature refere-se à tecnologia utilizada para atuar em condições de altas pressões e temperaturas.
<b>IN LAND</b>	Em terra, na bacia territorial.
<b>IP</b>	Indústria do petróleo.
<b>IPGN</b>	Indústria de petróleo e gás natural.
<b>LDA</b>	Lâmina d'água
<b>NOK</b>	Coroas norueguesas.
<b>NSF</b>	National Science Foundation.
<b>OFFSHORE</b>	Em bacia marítima, fora do continente.
<b>ONIP</b>	Organização Nacional da Indústria do Petróleo.
<b>ONSHORE</b>	Em terra, na bacia territorial.
<b>OPEP</b>	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento.
<b>PD's</b>	Países desenvolvidos.
<b>PED's</b>	Países em desenvolvimento.
<b>PIB</b>	Produto Interno Bruto.
<b>PROCAP</b>	Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração em Águas Profundas.
<b>SESV</b>	Subsea Equipment Support Vessel, navio para instalações de equipamentos submarinos.

<b>SPA</b>	Sistema de Produção Antecipada.
<b>SPF</b>	Sistemas de Produção Flutuantes.
<b>TLP</b>	Plataformas de pernas atirantadas.
<b>TRP</b>	Tension Raft Jacket.
<b>UFRJ</b>	Universidade Federal do Rio de Janeiro
<b>UPSTREAM</b>	Relativo às atividades de Exploração e Produção.

## RESUMO

Este estudo analisa o desenvolvimento tecnológico da indústria petrolífera nacional através da interação usuário-produtor, com ênfase no segmento do *upstream offshore*, ao longo dos anos 2000, através dos estudos de caso entre a Petrobras (usuária) e seus fornecedores de árvore de natal molhada (ANMs), a Aker Solutions do Brasil e a FMC Technologies, interpretados a partir da literatura schumpetiana e neoschumpeteriana.

**Palavras-chave:** inovação, usuário-produtor, indústria do petróleo.

## 1. Introdução

O setor petrolífero é relevante para uma economia, tanto pela sua condição estratégica em termos de matriz energética, quanto pelo forte encadeamento que mantém com outros ramos da indústria. No Brasil, além da sua participação na estrutura industrial apresentar um crescimento significativo, em razão dos elevados níveis de investimento, a taxa de inovatividade, os transbordamentos tecnológicos para os diversos setores, e as contribuições para o *catch-up* científico, tem contribuído para e o fortalecimento do sistema nacional de inovações.

No caso brasileiro, o setor pode ser representado pela empresa estatal, Petrobras, que se apresenta como a maior participante da indústria petrolífera e que é referência internacional na atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo em águas profundas (*offshore*). Essa posição foi consagrada por uma trajetória tecnológica que revela uma clara opção por uma estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo, através da interação com seus fornecedores de equipamentos e serviços, universidades e institutos de pesquisa.

A opção por uma estratégia interativa no processo inovativo, parte essencial do sucesso técnico-econômico da empresa, nos conduz a um exame da interação usuário-fornecedor ao longo dos anos 2000. A avaliação dessas relações e os desenvolvimentos delas decorrentes, inclusive como forma de fortalecimento do setor de equipamentos para a indústria de petróleo e das capacitações tecnológicas, redução dos déficits comerciais no setor, e impactos tecnológicos, econômicos e sociais, poderá servir de referência para outras indústrias.

Este estudo está dividido em três capítulos. O primeiro aborda o processo inovativo e seus determinantes, interpretados a partir da teoria schumpeteriana e neoschumpeteriana e, trata do processo de inovação a partir da interação entre firmas, distinguidas entre aquelas que as produzem (fornecedoras) e as que incorporam a inovação tecnológica (usuárias). Este capítulo é relevante, pois é a base teórica que orienta a análise dos casos.

O segundo capítulo compreende a caracterização das etapas produtivas do setor petrolífero (com ênfase no *upstream*), seus métodos e equipamentos utilizados. Em seguida abordamos o desenvolvimento tecnológico do setor petrolífero *offshore*, especialmente o nacional que é ilustrado pelo caso da Petrobras, através de seus programas de capacitação tecnológica para exploração e produção de petróleo e gás e águas profundas. Também

abordamos neste capítulo as mudanças no contexto institucional do setor e os efeitos gerados pelas mesmas.

A terceira seção refere-se aos estudos de caso da interação entre a Petrobras e seus fornecedores de árvore de natal molhada, a Aker Solutions e a FMC Technologies. Aqui, descrevemos a atuação destes fornecedores no setor petrolífero nacional e os desenvolvimentos advindos da interação usuário-produtor. Por último fazemos as considerações finais à cerca do estudo.

## **2. A teoria evolucionária**

Esse capítulo está estruturado em duas partes. A primeira compreende o processo inovativo e seus determinantes, interpretados a partir da teoria schumpeteriana e neoschumpeteriana, que os coloca como essenciais à evolução e sobrevivência das empresas em um ambiente fortemente competitivo. Além disso, essa corrente de pensamento entende o processo como de fundamental importância para a solução de problemas (gargalos produtivos e tecnológicos) e como elas modificam a estrutura econômica em que estão inseridas, como será visto entre as empresas atuantes no setor petrolífero.

A segunda parte deste capítulo trata do processo de inovação a partir da interação entre firmas, distinguidas entre aquelas que as produzem (fornecedoras) e as que incorporam a inovação tecnológica (usuárias). Em seguida, abordaremos as proposições que fundamentam esta dinâmica, que nos é de particular interesse dado que parte substancial das inovações na indústria de petróleo ocorre pela cooperação entre empresas atuantes no segmento de exploração e produção de petróleo, por um lado, com os seus fornecedores de máquinas e equipamentos e serviços, por outro.

### **2.1. O progresso tecnológico e seus determinantes**

#### **2.1.1. Desenvolvimento e progresso técnico**

Schumpeter (1942) foi pioneiro no estudo da importância do progresso técnico para a ciência econômica, estabelecendo as inovações como força propulsora do sistema capitalista. O autor distingue estas últimas entre aquelas que se apresentam na forma de novos produtos, novos processos produtivos, novos insumos e novas formas organizacionais, além daquelas que ele chamou de incrementais, como as melhorias nos produtos e processos já existentes. Para o autor, no processo de evolução capitalista, as inovações revolucionam a estrutura econômica em um processo incessante, destruindo a estrutura antiga e criando uma nova – a chamada “destruição criadora”, o que propicia ao capitalismo um caráter evolucionário. Assim, a tecnologia assume uma posição central na teoria do crescimento e desenvolvimento econômico e social. Em outras palavras, a continuidade do processo inovativo está relacionada ao fato de que as melhorias jamais cessam, mas elas não ocorrem necessariamente “passo a passo”. Logo, as inovações podem

ter caráter radical e assim propiciar grandes avanços técnicos e, eventualmente, rupturas no sistema econômico.

O modelo schumpeteriano entende o capitalismo enquanto um processo evolucionário, no qual as firmas operam em um ambiente competitivo em que a busca e apropriação de vantagens (ou lucros extraordinários) privadamente exige a manutenção, ainda que temporariamente, da propriedade das novas tecnologias por elas criadas. Esse contexto, por sua vez, induz ao investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D), o qual gera um fluxo de inovações de produtos e processos, que serão selecionadas *ex post* pelo mercado, tanto em termos de inovações, quanto de empresas inovadoras.

É a “máquina capitalista” que define um caminho que assegure múltiplas fontes de iniciativas, via competição real entre diferentes ideias. Essas iniciativas estão apoiadas no amplo acesso aos conhecimentos genéricos básico<sup>1</sup>, fortes incentivos a atentar-se aos sinais do mercado<sup>2</sup> e, quando necessário, minorar as perdas de uma escolha equivocada (NELSON, 1990).

O modelo estabelecido por Joseph Schumpeter, acerca do avanço técnico enquanto um processo evolucionário, constitui um ponto de partida para a análise de como se dá o progresso tecnológico sob o capitalismo. Contudo, a sua forma original necessita de aprimoramentos para que permita reconhecer a natureza variada do conhecimento tecnológico moderno e as complexas e frequentemente sutis inter-relações entre a ciência e a tecnologia, que constituem partes essenciais da história desses campos tecnológicos (NELSON, 1990).

Para Nelson (1990, p.108) “a máquina capitalista moderna não é apenas mais complexa que seus simples retratos, mas também altamente variada”. Assim, a natureza diferenciada da tecnologia e seu laço com a ciência, bem como a ampla gama de instituições envolvidas nas atividades científicas e tecnológicas apoiadas pelo governo, ilustram um “motor” muito mais complexo do que aquele esboçado por Schumpeter.

Na abordagem neoschumpeteriana, o progresso técnico é visto enquanto um processo que afeta o crescimento econômico, via introdução de inovações que movem e alteram as estratégias produtivas das firmas. Tais inovações são condicionadas tanto por aspectos internos, próprios ao avanço específico do conhecimento tecnológico adotado, originando as trajetórias e os paradigmas tecnológicos, quanto por aspectos externos que

---

<sup>1</sup> Amplo no sentido de disponível, mas deveras restrito em relação aqueles que podem dele fazer uso.

<sup>2</sup> Para os agentes capazes de “decifrá-los”, “assimilá-los” e “processá-los” como os conhecimentos acumulados internamente.

configuram a conjuntura econômica, social e política, o que constitui os paradigmas tecnoeconômicos de produção (LA ROVERE, 2006).

### **2.1.2. O processo inovativo**

As grandes empresas transformaram-se no mais poderoso ator do progresso técnico através da organização de departamentos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), com funcionários qualificados e engajados em gerar aperfeiçoamentos e melhorias.

Segundo o Manual Frascati (OCDE, 2002), as atividades de P&D podem ser divididas em três tipos: pesquisa básica, pesquisa aplicada, e desenvolvimento experimental. A atividade de pesquisa básica compreende trabalhos experimentais ou teóricos voltados para a obtenção de novos conhecimentos, sem levar em conta a sua utilização ou aplicação, uma vez que, não necessariamente se pretende aplicações reais nesta etapa. Essa atividade é normalmente realizada pela administração pública e/ou ensino superior, porém algumas empresas privadas desempenham-na com o objetivo de se prepararem para a próxima geração tecnológica.

Este tipo de pesquisa pode ser dividido em dois subtipos: i) a pesquisa básica pura, que não busca obter vantagens econômicas ou sociais, ou de aplicação prática e de transferência para as empresas, ou instituições participantes do projeto; e ii) a pesquisa básica orientada que é voltada para a construção de uma ampla base de conhecimento capaz de servir de referência para eventuais problemas futuros.

Especialmente nas áreas em que as ciências subjacentes avançam rapidamente, as firmas, frequentemente, realizam esse tipo de pesquisa para se manterem atualizadas e conectadas quanto às novas descobertas e serem capazes de explorar, em tempo hábil, suas aplicações. Em geral, nessa modalidade de pesquisa as empresas se associam às instituições acadêmicas ou às comunidades de ensino superior (NELSON, 1990).

O segundo tipo de pesquisa, a aplicada, também envolve a aquisição de novos conhecimentos, porém está dirigida para um objetivo prático específico. Nela procura-se determinar as utilizações possíveis dos resultados da pesquisa básica, ou definir métodos que atinjam algum objetivo prático desejado. Trata-se da operacionalização das ideias e, portanto, seus resultados são frequentemente patenteados, ou permanecem secretos. No âmbito da firma a pesquisa aplicada diferencia-se da pesquisa básica pela criação de um novo projeto em que a primeira explore os resultados da última.

Por fim, o desenvolvimento experimental é pautado em trabalhos sistemáticos baseados nos conhecimentos provenientes da pesquisa aplicada e da experiência prática, dirigidos às inovações de produtos, processos, insumos e das formas organizacionais.

Embora o processo de P&D possa ser dividido nos três tipos descritos acima, na prática a separação entre eles é muito tênue, de difícil distinção. Por isso, um mesmo projeto pode se enquadrar em mais de uma categoria simultaneamente (OCDE,2002).

Os laboratórios de P&D industrial normalmente olham em duas direções: para a empresa a qual servem e para fora dessa, a fim de monitorar os desenvolvimentos que lhes representem oportunidades ou ameaças. Portanto, uma significativa parte do esforço em P&D se relaciona ao constante monitoramento das tecnologias a montante e a jusante (NELSON, 1990).

De acordo com Nelson (1990), nos casos em que contribuições, em termos de inovações, se originam nos fornecedores a montante, as sociedades técnicas assumem um papel de maior importância no progresso tecnológico. Através dessas, as descobertas genéricas são compartilhadas pelos especialistas e se estabelecem relações de troca de conhecimento. Esse tipo de arranjo cooperativo da P&D é visto na relação das empresas com seus fornecedores de equipamentos, a exemplo da indústria de petróleo.

Segundo Dosi, a atividade inovativa envolve um alto grau de incerteza, sujeita não apenas à atividade de P&D, mas também aos conhecimentos adquiridos e acumulados pelos agentes e organizações ao longo de sua trajetória, história. Nesse sentido, a adoção e difusão de uma determinada tecnologia é um processo condicionado à percepção dos empresários quanto às possíveis alternativas tecnológicas e ao seu potencial de desenvolvimento (*apud* LA ROVERE, 2006, p.287).

A incerteza existente em relação ao desenvolvimento tecnológico gera divergências nas expectativas e no comportamento dos empresários, sendo este último influenciado pelos graus de aversão ao risco de cada um. Portanto, as expectativas dos agentes quanto ao curso das inovações tecnológicas influenciam na sua adoção. Tais diferenças expectativas podem conduzir a atrasos na introdução de inovações baseados nas perspectivas de aperfeiçoamento ulterior da tecnologia, nas incertezas provenientes de inovações em outros pontos da indústria e nas expectativas de descontinuidades das mudanças tecnológicas, o que demonstra a possível sensatez da espera e a objetividade na avaliação dos empresários (ROSENBERG, 1982).

Há, segundo Nelson (1990), três meios pelos quais as firmas obtêm os retornos de suas inovações: 1) o sistema de patentes<sup>3</sup>, 2) os segredos, e os benefícios ligados à exploração das 3) vantagens do pioneirismo. A produção de patentes é importante e age como um incentivo à inovação, especialmente para os ramos industriais em que a composição química é um aspecto do produto e para os setores de máquinas e equipamentos – são, portanto, mais eficientes para as inovações de produto. O pioneirismo propicia uma vantagem larga e durável à firma inovadora, pois a imitação, mesmo na ausência de patentes, é cara e consome tempo. As curvas de aprendizagem e *lead times*<sup>4</sup> são relativamente melhores para as inovações de processo (DOSI, 1988).

As inovações tecnológicas buscam a solução de problemas conciliando à viabilidade econômica (custo) e comercial (mercado), estas envolvem uma “*base de conhecimentos*” interna, ou seja, insumos científicos e conhecimentos tácitos<sup>5</sup>, que se complementam (DOSI, 1988). E as externas – relações com os sistemas de inovação.

As atividades inovativas são fortemente seletivas, finalizadas em direções específicas, e cumulativas na aquisição de capacitações para resolução de problemas. É a natureza cumulativa do conhecimento que explica a forma relativamente ordenada dos padrões de mudança tecnológica. Essa cumulatividade também garante, em determinadas condições, rendimentos crescentes de aprendizagem (DOSI, 1988).

Quanto aos melhoramentos subsequentes em determinada tecnologia, suas fontes específicas podem estar vinculados ao *learning-by-doing* (aprendizagem pela prática), em que o ritmo do aperfeiçoamento é determinado ou pela experiência acumulada do produtor ao longo do tempo ou através da produção cumulativa. De outra forma, o aprimoramento pode estar atrelado ao tempo necessário em se adquirir informações sobre experiências anteriores, envolvendo a passagem do tempo e o acúmulo de experiências (ROSENBERG, 1982).

No caso de um novo equipamento, a primeira firma a vendê-lo e a primeira a utilizá-lo têm papel relevante, uma vez que ambas assumem o papel de inovadoras e assumem um risco considerável pelo empreendimento (ROSENBERG, 1982 p. 169). Essa

---

<sup>3</sup> Uma patente é um direito de propriedade intelectual sobre uma invenção de caráter tecnológico válida em um determinado país durante um tempo limitado (20 anos), que pode ser concedida por um escritório de patentes a empresas, indivíduos ou instituições, porém é necessário satisfazer certos requisitos: deve ser uma novidade, resultado de uma atividade inventiva (não óbvia) e possuir aplicação industrial. Entretanto, o hiato temporal entre a data do pedido e a data da concessão da patente varia de acordo com o país, podendo chegar a dez anos.

<sup>4</sup> Tempo decorrido entre a concepção da inovação e sua introdução no mercado.

<sup>5</sup> O conhecimento tácito é definido como os conhecimentos não codificados, que diferem entre os indivíduos, mas que podem ser partilhados entre pessoas com capacitações similares.

concepção nos é relevante para compreender a importância da relação usuário-produtor na indústria de petróleo, especialmente no caso brasileiro, diante das exigências de novas tecnologias que permitam a exploração de petróleo em águas (ultra) profundas.

A inovação não constitui um processo estritamente aleatório. Os empresários direcionam seus esforços, de maneira cuidadosa e objetiva, para os empreendimentos que consideram viáveis e potencialmente lucrativos. No entanto, a tecnologia avança por meio de um processo de evolução cultural, isto é, no fim se torna pública. Tal partilhamento pode ocorrer, tanto de forma intencional quanto involuntária, apesar dos esforços de tentar mantê-la privada. Schumpeter (1942) já havia prognosticado o efeito do monopólio temporário da tecnologia, reconhecendo a relevância da ciência pública enquanto meio capaz de tornar o avanço técnico mais eficiente. Para Nelson (1990, p.93), “*as aptidões de todos são melhoradas por meio das criações ou descobertas de alguns*”.

### **2.1.3. Paradigmas e trajetórias tecnológicas**

O conceito de “*paradigmas tecnológicos*” é usado por Dosi (1988) para explicar as diferenças setoriais e entre as empresas nos padrões de inovação. Os “*paradigmas tecnológicos*” representam um padrão de solução dos problemas que define “lotes” de características de várias mercadorias, através de *trade-offs* econômicos e tecnológicos. Ou seja, cada paradigma tecnológico envolve uma tecnologia da mudança econômica específica. O paradigma tecnológico estabelecido condiciona as “*trajetórias tecnológicas*” das empresas e, portanto, dos setores.

Cristopher Freeman e Carlota Perez (1988, *apud* LA ROVERE, 2006, p.290) complementam o conceito de “paradigma tecnológico”, de Giovanni Dosi, através da idéia de “paradigma tecnoeconômico”, que incorpora, além dos fatores técnicos, os fatores institucionais. Assim, o último considera, por exemplo, as alterações nos custos decorrentes das condições de produção e distribuição.

Os paradigmas tecnoeconômicos podem ser definidos como uma junção de inovações de produtos, processos, técnicas, organizacionais e administrativas, ampliando as oportunidades de investimentos e lucro. O resultado dessa combinação gera transformações que permeiam o tecido econômico e influenciam seu comportamento. A relevância em se adotar o conceito de paradigmas tecnoeconômicos ao invés dos tecnológicos, se deve ao fato que, especialmente nos países em desenvolvimento (PED's),

os fatores institucionais podem ser determinantes nos processos de modernização das firmas e nos processo inovativos (FREEMAN e PEREZ, 1988, *apud* LA ROVERE, 2006).

A trajetória tecnológica é o caminho tomado pelo desenvolvimento tecnológico dado que as empresas optaram por determinadas tecnologias visando seus potenciais lucros (NELSON e WINTER, 1977 *apud* LA ROVERE, 2006, p.288). Dessa forma, as firmas têm um processo de desenvolvimento tecnológico atrelado às suas escolhas anteriores, ou seja, são dependentes de sua trajetória (*path dependence*). Em suma, paradigmas tecnológicos estão relacionados com a geração e adoção de inovações, enquanto trajetória tecnológica corresponde à difusão das mesmas. Tais conceitos proporcionam uma melhor compreensão da dinâmica inovativa e da obtenção dos ganhos de competitividade.

As trajetórias tecnológicas são constituídas de estágios evolutivos. No início desse processo existe um grande espectro de possibilidades, ou seja, há vários caminhos possíveis, cada um deles composto por um determinado conjunto de tecnologias inter-relacionadas. Logo, competem entre si as diversas tecnologias que apresentam potencial para tornarem-se o padrão dominante. Ao longo dos estágios de uma trajetória, o número de tecnologias tende a reduzir-se e, em geral, apenas uma tende a prevalecer em decorrência dos rendimentos crescentes de adoção. Assim, a tecnologia mais adotada no início de uma trajetória pode adquirir uma vantagem crucial sobre as concorrentes, pois, ainda que ela não seja a mais eficiente, se torna dominante e as demais são descartadas. Esse estreitamento dos caminhos possíveis à apenas um é chamado *lock in* (FURTADO, 1996).

Para Furtado (1996), são dois os elementos que determinarão a predominância de uma tecnologia. Pelo lado da oferta, o potencial de desenvolvimento da tecnologia está relacionado às expectativas das firmas quanto ao retorno dos seus investimentos em inovação, condicionadas pelas oportunidades tecnológicas e condições de apropriabilidade<sup>6</sup>, ainda que esses fatores não sejam suficientes para determinar a dominância de uma tecnologia. Pelo lado da demanda, o tamanho do mercado, a influência sobre os demais mercados e as oportunidades produtivas (acesso aos insumos), podem ter reflexos na escolha da tecnologia, bem como no ambiente de seleção das tecnologias. Em suma, nessa perspectiva os fatores econômicos e político-institucionais são determinantes.

A trajetória tecnológica baseada em inovações incrementais sequenciais é típica de empresas inovadoras dos países periféricos. Segundo Katz (1976), Lall (1982) e Fransman

---

<sup>6</sup> Apropriabilidade diz respeito aos conhecimentos tecnológicos e artefatos técnicos, do mercado e do ambiente legal que viabilizam e protegem as inovações em distintos graus (DOSI, 1988).

(1986) (*apud* FURTADO, 1996), embora a trajetória tecnológica das empresas apoiada em inovações incrementais possa conduzi-las a uma posição comercial competitiva, dificilmente isso se aplica ao campo das inovações e, com mais certeza ao da fronteira tecnológica. A Petrobras é um exemplo que refuta tal idéia, pois se trata de uma empresa de grande porte pertencente a um país em desenvolvimento que se posicionou na fronteira tecnológica, através de uma trajetória tecnológica focada em inovações incrementais em um sistema tecnológico já existente (FURTADO, 1996).

## **2.2. A interação usuário-produtor**

Lundvall (1988) apresenta a inovação como um processo interativo entre usuários e produtores, ou seja, entre aqueles que usufruem das inovações e os que as fornecem. Aqui adotamos a Petrobras como empresa usuária e os fornecedores enquanto produtores das inovações. Para o autor, essa interação é de suma importância na sociedade industrial moderna, uma vez que parte substancial das atividades inovativas ocorre em unidades separadas de seus potenciais usuários. A seguir destacamos as principais proposições dessa relação segundo o autor.

O monitoramento das atividades da outra parte envolvida no processo inovativo apresenta fortes incentivos, tanto para os usuários quanto para os produtores. Por parte dos produtores, os esforços em monitorar as atividades dos potenciais usuários das inovações justificam-se pois: 1) possibilitam a apropriação das inovações de processo e/ou desestimulam a possibilidade de ameaça competitiva dos usuários; 2) as inovações de produtos por parte dos usuários podem implicar (ou estimular) novas demandas por equipamentos de processo; 3) os conhecimentos produzidos através do *learning-by-using* (aprendizagem pelo uso) só podem ser transformados em novos produtos se houver contato direto com os usuários; 4) a existência de interdependências tecnológicas e gargalos nas unidades usuárias podem representar mercados potenciais; 5) propiciam uma melhor avaliação das capacidades de adoção de novos produtos pelos usuários (LUNDVALL, 1988).

Segundo Lundvall (1988), em diversos segmentos os usuários necessitam de informações específicas acerca dos novos produtos e, por isso, podem precisar se associar a um produtor para a análise e solução de eventuais problemas, como, por exemplo, no caso de gargalos produtivos ou tecnológicos. Assim, pode ser crucial o conhecimento detalhado sobre as características do produto, as competências e reputação dos produtores,

o que explicaria o monitoramento das atividades dos produtores das inovações por parte dos usuários.

Além do monitoramento das atividades, merecem destaque a cooperação direta e a distância geográfica entre as unidades produtoras e usuárias, as quais se relacionam com a complexidade e mutabilidade tecnológica. Nessas condições, tanto pela transformação do *learning-by-using* em novos produtos, quanto pelo desenvolvimento de novas tecnologias complexas e específicas, a cooperação direta torna-se necessária para que haja sucesso no resultado final.

A distância geográfica influencia o êxito dos novos desenvolvimentos, quando estes requerem o contato direto, a troca de informações, pois estão permeados pelo conhecimento tácito, ou mesmo em casos de manutenção, reparo e ajustes dos produtos. Nesse sentido, quanto mais necessárias à inovação estes atributos, maior deve ser a proximidade entre as unidades usuárias e produtoras (LUNDVALL, 1988).

Segundo Lundvall (1988), uma menor distância geográfica entre as unidades usuárias e produtoras favorece uma maior proximidade cultural, colabora com um bom fluxo de informações qualitativas, que exigem canais de comunicação para transmissão das informações, além de um código de comunicação que garanta a eficácia dessa transmissão e para a decodificação dos conhecimentos. O estabelecimento dessas condições consome tempo, envolve aprendizagem e custos.

As relações entre usuários e produtores são seletivas, uma vez que envolvem incertezas, sendo orientadas em termos de qualificações técnicas, bem como reputação moral, mas não são guiadas pelos preços. Além de adquirir um novo produto, os usuários estão estabelecendo uma cooperação com um produtor externo por um período de tempo futuro, e, portanto, uma relação permeada pelas incertezas, seja para reparos e melhorias nos equipamentos (tecnologias), seja para o desenvolvimento de novas soluções de acordo com as especificidades técnicas exigidas ou oportunidades percebidas.

Os produtores, por outro lado, revelam aos usuários as capacidades dos seus produtos e suas competências técnicas. Assim, ambos os lados expõem-se aos riscos do comportamento oportunista, indiretamente através de vazamento de informações aos concorrentes ou diretamente se o mercado for invadido pelo cooperador. A confiança mútua apresenta-se, portanto, como elemento fundamental nessas relações (LUNDVALL, 1988).

A seletividade das interações envolvendo confiança mútua, o tempo concedido e o investimento dispensado no estabelecimento de canais e códigos de comunicação e a experiência adquirida pela interação, tendem a tornar os relacionamentos entre usuários e produtores estáveis, e as mudanças de parcerias ocorrerão apenas diante de substanciais incentivos. Nesse sentido, a efetividade das relações tende a aumentar com o decorrer do tempo.

### **3. A indústria de petróleo e seus fornecedores**

Este capítulo trata da indústria de petróleo, com ênfase no segmento *offshore*. A primeira parte compreende a caracterização das etapas produtivas do setor e, dos métodos e equipamentos utilizados no processo produtivo. Essa etapa nos é relevante para proporcionar uma maior compreensão do setor, especialmente na fase do *upstream*, que analisaremos através das interações usuário-produtor existentes.

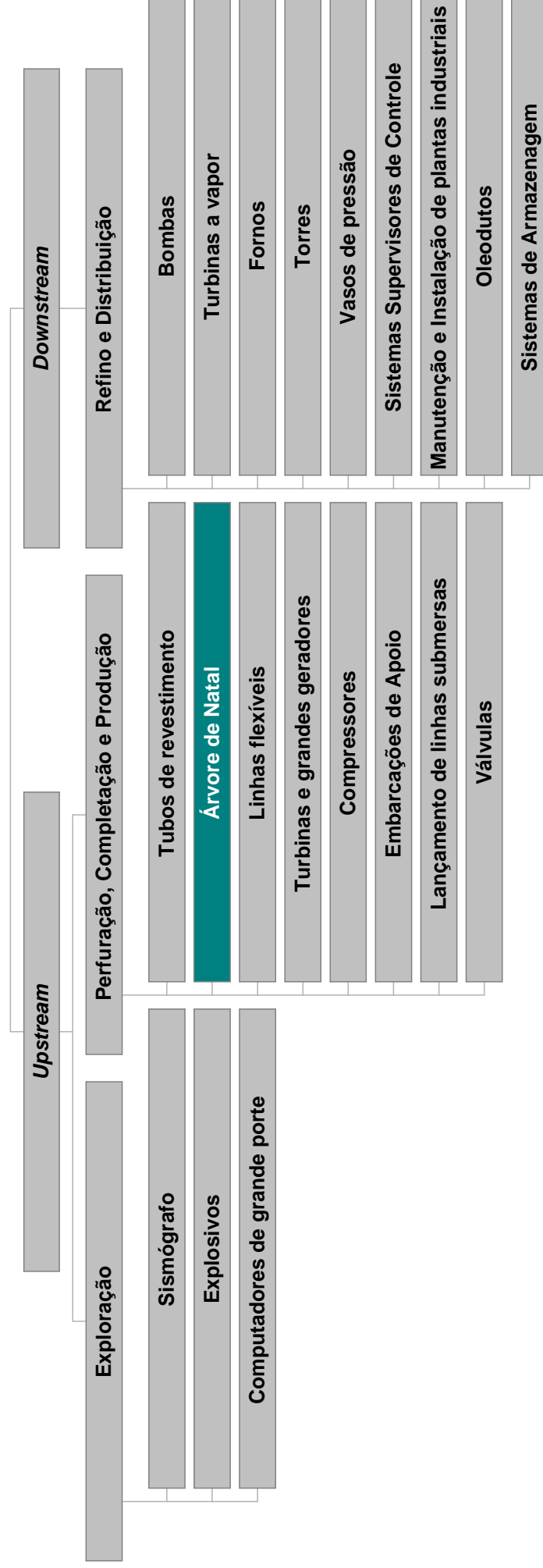
Em seguida abordamos o desenvolvimento tecnológico do setor petrolífero *offshore*. A indústria de petróleo brasileira é descrita com maior detalhamento a partir dos anos 80, ilustrado pelo caso da Petrobras, através de seus programas de capacitação tecnológica para exploração de águas profundas (PROCAP). Na última parte, descrevemos as mudanças no contexto institucional do setor e os efeitos gerados pelas mesmas.

#### **3.1. As etapas produtivas do setor**

A cadeia produtiva do setor de petróleo tem como principais características: i) elevado nível de complexidade sistêmica, uma vez que incorpora diversas tecnologias interdependentes e possui ampla base de conhecimentos; ii) evolução tecnológica de forma a se adaptar as condições geofísicas da produção e a evolução das características dos derivados; e iii) é intensiva em capital e tecnologia em empreendimentos de alto risco e elevada rentabilidade.

De forma simplificada, o setor pode ser dividido em duas etapas o *upstream* e o *downstream*. A primeira se divide em duas fases: a de exploração e a de perfuração, completação e produção, na qual há alto risco e custo da atividade; a segunda etapa compreende as atividades de transporte, refino e distribuição (Figura 1).

**Figura 1:** Caracterização das fases da Cadeia Produtiva da Indústria Petrolífera.



**Fonte:** Elaboração própria.

A fase de exploração corresponde ao conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, através de estudos geofísicos e geológicos, objetivando a descoberta, identificação e delimitação de jazidas de petróleo ou gás natural. Mesmo com o avanço das tecnologias nessa fase, só é possível ter certeza da existência ou não de petróleo em um reservatório após a perfuração do poço. Os principais materiais, equipamentos e serviços usados nessa etapa produtiva são os explosivos, computadores de grande porte e as sísmicas<sup>7</sup>.

A atividade de prospecção sísmica compreende o levantamento de dados, a análise desses e a interpretação do perfil geológico das reservas. Na etapa de levantamento de dados, em geral, as petrolíferas terceirizam ou subcontratam essa atividade, ou compram os dados prontos de uma firma especializada. O custo dessa atividade varia conforme a localização das jazidas (terra ou mar), sendo que o custo dessa atividade é maior no segmento *onshore*, devido ao custo de transporte do equipamento.

O processamento dos dados geológicos e sua transformação em modelos são realizados por geofísicos através de supercomputadores. Essa etapa é de fundamental importância para as companhias de petróleo e, por isso, raramente são terceirizadas. A capacidade das petrolíferas em identificar as reservas é um diferencial que confere as empresas maior competitividade. Assim, apenas as pequenas empresas recorrem à terceirização dessa atividade, enquanto as grandes buscam desenvolvê-las e aprimorá-las através das rotinas de processamento e análise de dados.

A terceira etapa da atividade sísmica visa realizar a interpretação do perfil geológico das reservas a fim de determinar a realização (ou não) da perfuração. Tal interpretação é crucial para reduzir o risco nos grandes investimentos para perfuração de poços.

Na fase de perfuração, completação e produção realiza-se a atividade de furar o(s) poço(s) utilizando sondas<sup>8</sup> terrestres ou navios especiais (navios sondas), e prepará-lo(s) para a implementação dos equipamentos para produção permanente de petróleo seja através de sistemas de completação “seca” (tecnologia desenvolvida pela Shell no Mar do

---

<sup>7</sup> Técnica de obtenção de informações geológicas através da captação de sinais sonoros refletidos nas camadas subterrâneas. Os explosivos são usados para produzir miniterremotos que geram as ondas sonoras que serão analisadas buscando-se as deformações geológicas que indiquem a existência de hidrocarbonetos.

<sup>8</sup> As sondas de perfuração são compostas por: uma torre que serve como uma grua para baixar e içar as tubulações de aço contendo na ponta uma broca de perfuração, uma casa de máquinas onde ficam os motores que acionam a grua e a broca, e pela fábrica e bomba de lama. As sondas terrestres podem ser transportadas em partes, enquanto as marítimas são, geralmente, montadas em embarcações.

Norte), ou de completção “molhada<sup>9</sup>” (cuja tecnologia foi desenvolvida pela Petrobras na bacia de Campos). A perfuração dos poços custa milhões de dólares e essa operação pode levar meses, sendo o custo mais elevado no segmento *offshore*.

A completção é a fase posterior à perfuração de um poço, destinada a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluídos nos reservatórios), de forma segura e econômica durante toda a sua vida produtiva. Os tipos de completção se distinguem pelo posicionamento da cabeça do poço e pela árvore de natal utilizada. Assim, a completção seca se caracteriza pelo posicionamento da cabeça de poço na plataforma, já a completção molhada se caracteriza pelo posicionamento da cabeça de poço no fundo do mar (CRUZ, 2010).

Os principais materiais e equipamentos utilizados nessa etapa produtiva são os tubos de revestimento, “árvores de natal”, linhas flexíveis, turbinas e grandes geradores, e compressores, e como serviços a perfuração e cimentação de poços, o afretamento de embarcações de apoio e o lançamento de linhas submersas.

No segmento de *downstream* (refino e transportes) ocorre o traslado do óleo cru para as unidades responsáveis pela produção de derivados, tendo como equipamentos mais relevantes os grandes compressores e bombas, turbinas a vapor, fornos, torres, vasos de pressão e sistemas supervisores de controle, e entre seus serviços principais estão a manutenção mecânica e instalação de plantas industriais, de oleodutos e de sistemas de armazenagem.

### **3.2. O setor petrolífero *offshore***

A evolução do setor petrolífero nacional pode ser avaliada através do desenvolvimento da empresa estatal Petrobras. A companhia foi monopolista legal das atividades de exploração e produção (E&P) até 1997, quando o setor passou por um processo de abertura ao capital privado. Mesmo assim, a estatal permaneceu como a maior participante desse setor.

Cabe ressaltar o papel fundamental da Lei do Petróleo de 1997, no sentido de liberalizar o setor e concomitantemente regulamentá-lo através da criação da ANP – Agência Nacional do Petróleo (IPT, 2008). A ANP tem por objetivo regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas do setor, além de elaborar os editais e promover as

---

<sup>9</sup> A completção molhada consiste em colocar a árvore de natal debaixo d’água – por isso o nome árvore de natal molhada. Opostamente, na completção seca a árvore de natal é posicionada fora d’água. “Árvore de Natal” é o conjunto de válvulas que controla a produção do poço de petróleo.

licitações referentes à concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando e fiscalizando a execução dos contratos (BNDES, 2000).

O setor de petróleo *offshore* surgiu no Golfo do México nos anos 50 e se expandiu para o Mar do Norte. Nos anos 70, essa última região era a mais importante na exploração e produção (E&P) *offshore*. O sucesso da nova tecnologia difundiu a produção *offshore* para outros países e regiões.

O desenvolvimento desse tipo de E&P foi acompanhado pelo aumento da profundidade das lâminas d'água – um importante indicador da fronteira tecnológica dessa indústria. Esse processo exigiu o desenvolvimento de novas tecnologias (FURTADO, 1996).

Segundo ORTIZ NETO e COSTA (2007), os Estados Unidos foi o país que liderou o processo de aprendizagem científica na indústria do petróleo (IP) desenvolvendo uma trajetória tecnológica para exploração e produção de petróleo nas bacias territoriais, chamadas *onshore* ou *in land*. Essa trajetória tecnológica era incompatível com a realidade brasileira, visto que já nos anos 1960, o país descobrira que a maior parte de suas reservas concentrava-se no mar e a profundidade desses reservatórios era superior a dos EUA.

Em termos mundiais, segundo DANTAS (1999), no final da década de 1960 e início de 70, o crescimento das atividades de exploração e produção em águas (*offshore*), começa a impor às companhias petrolíferas importantes escolhas referentes à tecnologia a ser empregada. Tal crescimento da E&P *offshore* requeria uma mudança na trajetória tecnológica da indústria, principalmente em termos de infra-estrutura disponível, já que até aquele momento só era possível viabilizar exploração e produção de petróleo em jazidas que não ultrapassassem 400 metros de profundidade. Considerando que no Brasil, por exemplo, as reservas estavam situadas em uma profundidade que era o dobro da alcançada pela tecnologia da época, confirma-se o desafio e a importância das novas tecnologias a serem desenvolvidas.

Após o 1º choque do petróleo, em 1973, a busca por processos inovativos foi intensificada. No Brasil, a IP teve como diretriz central a busca pela minimização dos impactos da importação de petróleo sobre o balanço de pagamentos e, conseqüentemente, a auto-suficiência na produção doméstica.

A segunda metade dos anos 70, influenciada pelos efeitos dos dois choques dos preços internacionais do petróleo (1973 e 1979), é marcada por um rápido crescimento da demanda por petróleo e pela procura por novas áreas de exploração. Assim, há uma

aceleração do processo inovativo das atividades *offshore*, exigindo esforços de capacitação técnico-econômica na tentativa de superar os gargalos produtivos, uma vez que parcela substancial do petróleo marinho estava em profundidade superior a 800 metros (DANTAS, 1999).

Em meados dos anos 80, a queda dos preços do petróleo (contra-choque) passa a influenciar o desenvolvimento tecnológico da E&P *offshore*, em direção oposta ao do período anterior. Nesse sentido, os investimentos na segunda metade da década de 80 são condicionados pelo ambiente, e voltam-se para a busca de menores custos produtivos (DANTAS, 1999).

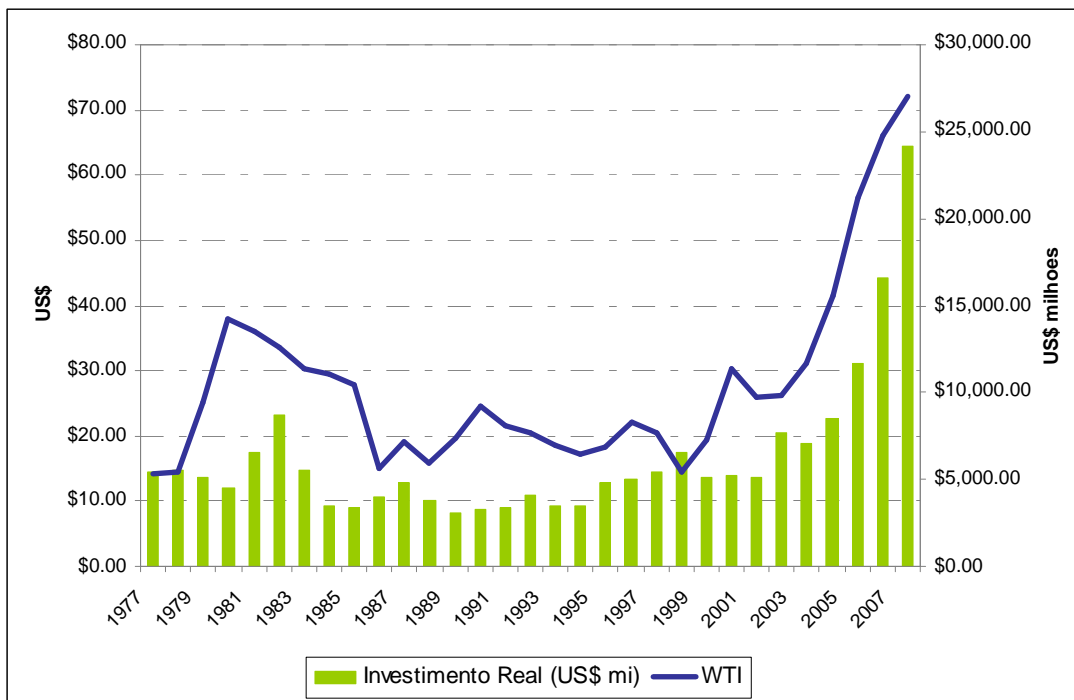
Em 1986, o preço do petróleo despencou de cerca de US\$ 40 por barril para US\$ 10 no preço oficial da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), o que constrangeu o desenvolvimento da produção de petróleo da parte marítima da plataforma continental. Assim, tanto a atividade de petróleo *onshore* (em terra) quanto a *offshore* foram conduzidas a busca por soluções que reduzissem os custos de E&P.

O Gráfico 1 ilustra a relação existente entre o preço do barril de petróleo<sup>10</sup> (eixo esquerdo) e o volume total de investimento real (eixo direito) no período 1977 a 2007, no caso da Petrobras. Observa-se que os investimentos da companhia acompanham a tendência dos preços internacionais do petróleo nos anos 70/80. O mesmo vale para os anos 2000 em que ambos aumentam, sendo que o comportamento dos investimentos é justificado, também, pela descoberta de enormes jazidas na costa brasileira.

---

<sup>10</sup> Nesse caso utilizamos o preço do barril de petróleo do tipo WTI (West Texas Intermediate) que é negociado na bolsa de valores de Nova York.

**Gráfico 1:** Evolução dos preços do barril de petróleo e dos investimentos reais da Petrobras – 1977/2007



**Fonte:** Elaboração própria a partir de BP (2008) e Petrobras.

As novas tecnologias foram relevantes para inserção de inovações poupadoras de custos. Entre elas destacam-se: a sísmica 3D<sup>11</sup> (três dimensões), que aumentou a eficácia dos levantamentos de dados sísmicos para detectar reservas, aprimorou o conhecimento do subsolo e reduziu as necessidades de perfuração. Uma segunda inovação redutora de custo foi a perfuração horizontal de poços que também reduziu as necessidades de perfuração e permitiu maior aproveitamento das reservas.

No que tange aos sistemas de produção marítimos, as inovações também foram pautadas pelo imperativo da redução de custos. Nessa etapa surgiram as plataformas sem tripulação (“*unmanned*”) – plataformas completamente automatizadas que permitem o controle à distância (FURTADO, 1996).

<sup>11</sup> A sísmica 3D é uma inovação originada do desenvolvimento e aplicação de novos instrumentos e métodos de informática aplicados à indústria de petróleo que aumentou a velocidade e a precisão da exploração sísmica. Esse novo desenvolvimento tecnológico permite a construção de modelos matemáticos em computador gerando mapas das estruturas geológicas, com uma qualidade de informações muito superior a do método tradicional. Permite realizar recortes eletrônicos dos mapas e visualização de qualquer ângulo.

As plataformas fixas são grandes estruturas metálicas, posicionadas sobre o subsolo marítimo, que realizam a completação seca, ou seja, a árvore de natal e as unidades de processamento da produção encontram-se na plataforma. Essas plataformas foram desenvolvidas entre as décadas de 30 e 50 do século XX na Venezuela e depois no Golfo do México e, serviram de base para o desenvolvimento das tecnologias para produção *offshore*. A partir delas foram desenvolvidas importantes tecnologias complementares para possibilitar a produção *offshore*, tais como as de instalação de dutos de escoamento e de sísmica.

O principal desafio em relação à tecnologia de perfuração foi a construção de sondas marítimas móveis. Até os anos 30, as sondas eram instaladas sobre barcas no Golfo do México. Os barcos sondas vieram nos anos 40, mas foi somente nos anos 50 que foi introduzida uma grande inovação com as chamadas plataformas auto-elevatórias (“*jacks-ups*”). Na década de 60 desenvolveu-se a tecnologia de perfuração de posicionamento dinâmico para perfurar grandes profundidades, sob patrocínio da National Science Foundation (NSF) dentro do programa Mohole.

Apesar dos avanços nos anos 80 era evidente a necessidade de se desenvolver tecnologias de produção para se atingir maiores profundidades. Para isso, seria necessário reformular radicalmente o sistema de produção – apoiado em plataformas fixas – (FURTADO, 1996).

De acordo com Furtado (1996), as plataformas fixas não podiam ser utilizadas em águas profundas devido aos custos, que tendem a aumentar exponencialmente com a profundidade. Em 1996, a plataforma fixa que atingia a maior profundidade em termos mundiais (411 metros) era a Bullwinkle da Shell Oil, instalada em 1988 no Golfo do México.

Os novos tipos de plataformas que foram desenvolvidas nos anos 80 para superar o obstáculo da profundidade buscavam certa flexibilidade de movimento entre o subsolo e a superfície marítima. As três soluções alcançadas foram as chamadas plataformas de torre complacente, a de torre articulada e a de pernas atirantadas (“*tension-leg platform*” – TLP). A última obteve maior sucesso atingindo maiores profundidades. Tais plataformas utilizavam árvores de natal secas (instaladas na superfície d’água).

As tecnologias de completação molhada introduzidas inicialmente no Mar do Norte eram consideradas marginais, pois viabilizavam a produção em áreas de difícil acesso e sem infra-estrutura de escoamento da produção. Nessa mesma região, nos anos 70, foram

desenvolvidos os sistemas de produção flutuantes (SPF) – constituídos de árvore de natal molhada (ANM), *template, risers*<sup>12</sup> e barco que realiza o processamento e a estocagem.

O SPF foi aplicado à Bacia de Campos no Brasil, por apresentar as seguintes vantagens: rapidez na produção, utilizar poços de exploração, permitir operar campos marginais a baixos custos, recuperar e reutilizar instalações, aprimorar o escoamento, viabilizar reservas em águas profundas. Apesar dessas vantagens essa tecnologia era vista como temporária ou para uso em campos marginais (FURTADO, 1996).

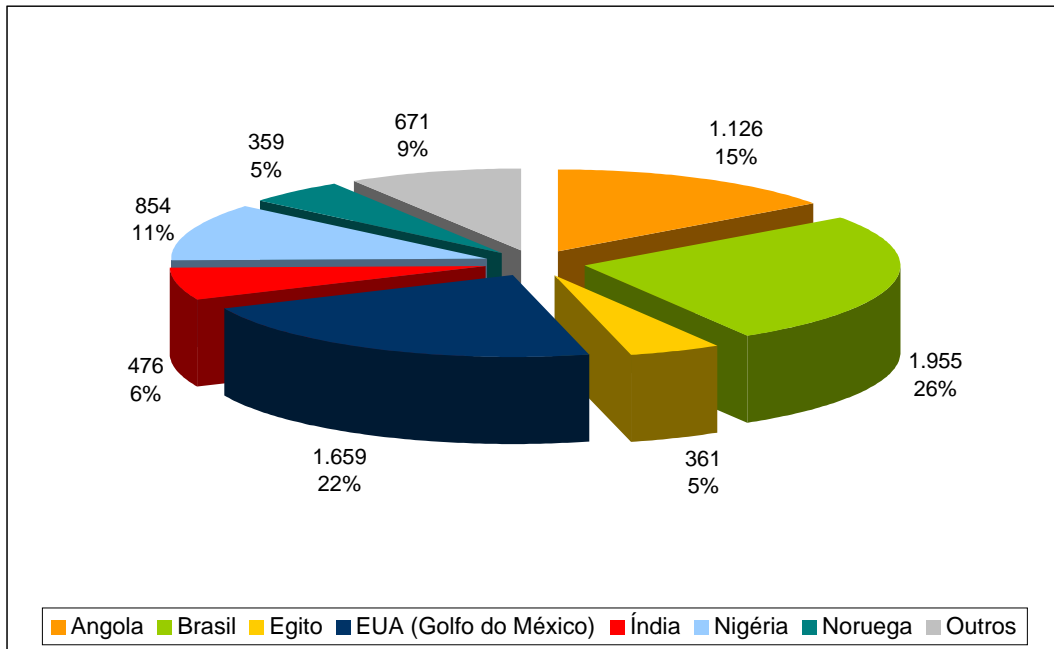
O bombeio multifásico e a separação associada ao bombeio submarino despertaram interesse das empresas líderes, por facilitar o aproveitamento das reservas em águas profundas, levando o petróleo para águas mais rasas a fim de processá-lo em plataformas tradicionais. Além de que, o bombeio a partir do fundo do mar permite um melhor aproveitamento da energia do poço e do fator de recuperação das jazidas. A Petrobras junto com outras operadoras (Exxon, Shell, Total, BP, Texaco e AGIP), empresas de bens de capital (Aker, Kvaerner, Weir Pumps) e o Instituto Francês do Petróleo participam do seu desenvolvimento (FURTADO, 1996).

Ao longo dos anos, a participação da produção *offshore* na composição da matriz energética, especialmente a brasileira, aumentou consideravelmente, apesar de seu maior custo de produção e maior nível de risco em comparação aos demais países. Atualmente a produção de petróleo *offshore* mundial corresponde a 5% da produção total, tendo passado de 1,5 milhões b/d para 5 milhões b/d no período 2000-2009 (OPEP, 2010). No Brasil, segundo o site da Petrobras, esse percentual é ainda maior, cerca de 89% da produção média total no ano de 2009 (Gráficos 2 e 3).

---

<sup>12</sup> *Riser* é a tubulação que liga a plataforma ou FPSO ao equipamento submarino. São divididos entre produção e injeção, os de produção realizam o escoamento da produção, já os segundos são usados para injeção de gás ou água de forma a otimizar a produção.

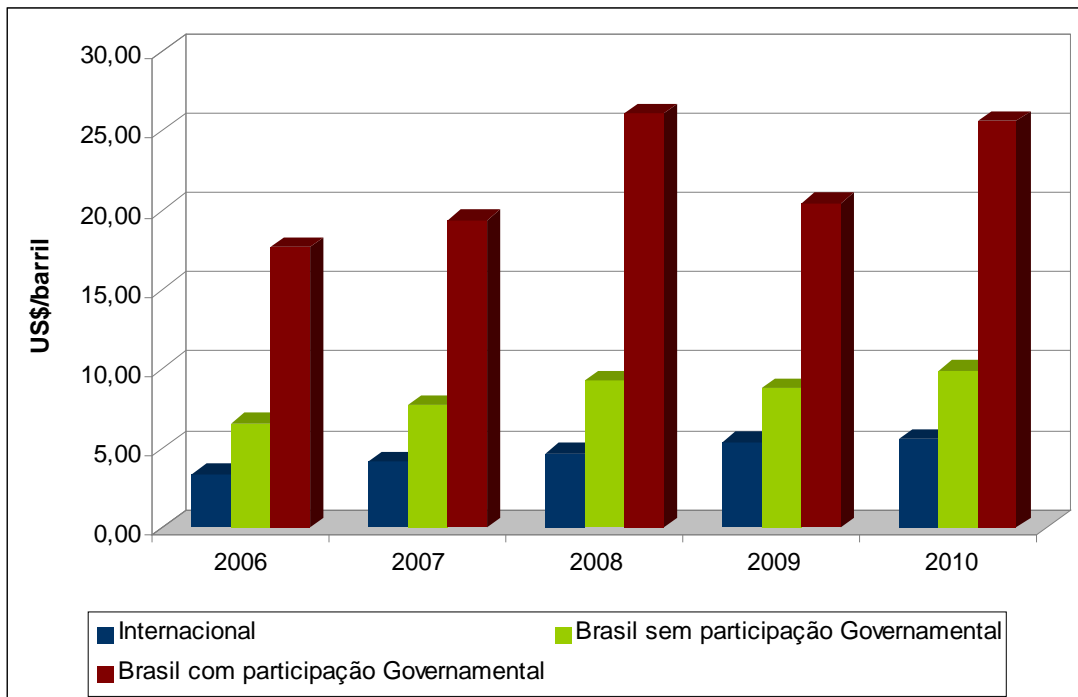
**Gráfico 2: Produção de petróleo e gás em águas profundas – meados de 2010**



\* em 1.000 boe/dia; águas profundas >500 metros

Fonte: OPEP (2010).

**Gráfico 3: Evolução do custo de extração de petróleo e gás – 2006/2010**



\* 2010 média dos 3 primeiros trimestres.

Fonte: Elaboração própria a partir do site da Petrobras.

Com o significativo aumento da produção de petróleo em águas cada vez mais profundas, as tecnologias ligadas à perfuração, completção e produção continuam a requerer aprimoramentos tecnológicos. A tecnologia de completção “seca”, por exemplo, que por enquanto se apresenta como a de melhor alternativa, juntamente com a completção “molhada” – que usa cascos de grandes navios como sistemas de processamento e estocagem (tecnologia desenvolvida pela Petrobras), deverão sofrer adaptações (BNDES, 2000).

Segundo Furtado (1996) o principal desafio tecnológico colocado para a indústria diz respeito ao desenvolvimento de sistemas de produção que sejam adequados à valorização de jazidas localizadas em águas profundas. Em princípio, a tecnologia para perfuração a grandes profundidades já existe desde a década de 60, podendo alcançar até 5.000 metros. O mesmo vale para a tecnologia de levantamentos geofísicos submarinos. É a instalação de sistemas de extração, condicionamento e transporte de petróleo e gás natural, confiáveis e competitivos em termos de custos, que constituem o principal gargalo tecnológico da IP. Ademais, o desafio tecnológico difere de acordo com a região produtora, devido a variação das condições físicas das jazidas exploradas.

### **3.3. O desenvolvimento da Petrobras a partir do PROCAP**

A Petrobras, criada em 3 de outubro de 1953, antes de tornar-se produtora de tecnologia *offshore*, utilizou tecnologia importada, adaptando-as às especificidades brasileiras em um processo de inovações incrementais. Tal esforço adaptativo gerou resultados positivos, como uma sonda submersível, e depois já em meados dos anos 1980, a empresa em parceria com estaleiros navais nacionais, demonstrando a sua opção por uma estratégia de inovação cooperativa, produziu sua primeira tecnologia *offshore* genuinamente brasileira que foi a reconversão de sondas para pequenas plataformas de produção (ORTIZ NETO e COSTA, 2007).

No início de seu desenvolvimento técnico-produtivo, a Petrobras optou pelo sistema de produção flutuante (SPF) ao invés da plataforma de pernas atirantadas (TLP), e apesar das dúvidas quanto à aplicação desse sistema a grandes profundidades, a partir de aperfeiçoamentos e modificações introduzidas nos sistemas de amarração e conexão, e do desenvolvimento da tecnologia de instalação, esse sistema respondeu satisfatoriamente aos desafios e mostrou-se mais rentável economicamente. Por outro lado, a TLP revelou não ser uma tecnologia completamente madura. O que somado a problemas de estabilidade fez

com que empresas de engenharia começassem a pensar em uma nova geração de TLP, as “Tension Raft Jacket” (TRP), em que a base de concreto se localiza em uma maior profundidade facilitando a estabilização (FURTADO, 1996).

Os “Floating Production Storage Offloading System” (FPSO) foram vistos como soluções para a exploração e produção de petróleo em águas profundas. Esses sistemas integram a unidade de processamento e o sistema de ancoragem em um único barco. O uso do barco mostra-se mais vantajoso, relativamente à plataforma, pela maior capacidade de carregamento de processamento e estocagem do hidrocarboneto. Ademais, através de inovações pode-se embutir unidades de processamento de gás natural (GN) para liqueficação ou produção de metanol (FURTADO, 1996).

A Petrobras, representante da indústria petrolífera nacional, enfrentou alguns percalços no início da sua atividade. Dentre as maiores dificuldades estava a ausência de uma cadeia de fornecedores. Assim, a estratégia da estatal baseou-se na aquisição de tecnologia externa e formação de recursos humanos. Essa última visando dois objetivos: capacitar os quadros técnicos para a compra de tecnologia e aprimorar a capacidade operacional dos equipamentos em uso. Para isso foi criado o CENAP (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo), em colaboração com a Universidade do Brasil, no qual atuava uma equipe de apoio à produção (FURTADO, 1996).

De acordo com Furtado (1996) a constituição de um núcleo de técnicos capacitados em desenvolver atividades de P&D dentro da empresa, originou a vontade de institucionalizar essa função dentro da empresa. Então, em 1966 foi institucionalizado o CENPES (Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello), mas só na década de 70 ocorreria seu verdadeiro desenvolvimento com a transferência desse para a Ilha do Fundão na qual teve instalações adequadas. Ainda na década de 1970 surgiram as superintendências de Pesquisa Industrial (1976), de Engenharia Básica (1976) e de Exploração e Produção (1979). Apenas na década de 80, com o entrosamento do CENPES com os departamentos operacionais da Petrobras, e o deslocamento do eixo dinâmico do *downstream* para o *upstream*, que se observa grandes resultados.

No início dos anos 80, a empresa ampliou suas importações de tecnologia e de bens de capital iniciando um processo de aprendizagem *in house*. Houve absorção de tecnologia externa com a montagem dos primeiros sistemas marítimos permanentes, a tecnologia era adquirida de fontes externas e o setor de engenharia básica realizava o desempacotamento (ORTIZ NETO e COSTA, 2007).

Com o domínio já existente dos sistemas de produção flutuante (SPF) a partir da operação e concepção de sistemas de produção antecipada (SPA), a Petrobras, já na primeira metade da década de 80, começou a utilizar as plataformas semi-submersíveis ao invés das fixas como sistemas permanentes de produção, o que implica em uma redução de custos. Porém, para implantação de sistemas de produção em profundidades superiores a 200 metros recorreu-se aos sistemas flutuantes de produção, os quais se tornaram maciçamente usados. Em 1986, já havia 11 SPF operando na Bacia de Campos, o que acabou conformando a liderança mundial dessa tecnologia pela estatal (FURTADO, 1996).

Essa estratégia tratava de reproduzir as tecnologias em uso, mas a descoberta de reservas em águas profundas no país exigia a geração de soluções próprias. Era preciso desenvolver tecnologias que viabilizassem a exploração e produção uma vez que essa não estava disponível internacionalmente. Embora a companhia pudesse ter contratado tais soluções de firmas de engenharia que possuíam concepções adequadas para realizá-las, optou-se pelo desenvolvimento interno, feito através do PROCAP 1000 (FURTADO, 1996).

Dessa forma, em 1986 a estatal lança seu Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP 1000), incentivada pela descoberta de grandes jazidas na Bacia de Campos e em regiões de elevadas profundidades. A necessidade de tal programa advém da inexistência de sistemas de E&P que ultrapassassem 300 metros de profundidade e paradoxalmente da descoberta de gigantescas reservas em águas profundas (FREITAS, 1999).

O PROCAP 1000 foi um programa de investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D) correspondente a 1% do faturamento da companhia, o que o tornou um dos maiores programas tecnológicos da história brasileira, e cujo retorno foi de US\$ 4,3 para cada dólar gasto no início do programa, e que em 2004 atingiu a marca de retorno de US\$ 8,2 (ORTIZ NETO e COSTA, 2007 p. 102). A maior parte dos recursos foi destinada ao CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, da Petrobras.

O esforço tecnológico inaugurado pela estatal com vistas ao aproveitamento das jazidas gigantes em águas profundas, contaria com agentes nacionais e estrangeiros (indústrias de bens de capital, universidades, empresas petrolíferas, firmas de engenharia, etc.) – postura criticada por alguns segmentos da empresa, pois comprometeria o "espírito nacionalista" da mesma. Essa iniciativa seria viabilizada buscando maior domínio técnico do mercado nacional em equipamentos para o *upstream* (FREITAS, 1999).

O PROCAP representou a continuidade com a trajetória tecnológica adotada. Por isso, buscou-se aprimorar a tecnologia dos SPF para que atingisse maiores profundidades, o que exigia maior domínio em hardware e software. No hardware pautou-se em absorção de tecnologia e redesenhá-las com modificações e adaptações às condições locais de produção. Assim, a Petrobras redesenhou e aperfeiçoou vários equipamentos complementares para atuar em lâminas d'água de até 1.000 metros, destacam-se: árvores de natal molhada (ANM), os *templates manifolds*<sup>13</sup>, os sistemas de ancoragem e de *risers* flexíveis, as monoboias, etc. Apenas em alguns casos empresas nacionais ou estrangeiras participaram dos projetos – como o veículo de operação remota (VOR)<sup>14</sup> –, e alguns desenvolvimentos não tiveram viabilidade comercial (FURTADO, 1996).

Quanto aos softwares, o CENPES desenvolveu em conjunto com o departamento de produção a capacitação para instalar ANM, *templates manifolds*, e *riser* em grandes profundidades e sem usar mergulhadores, o que representa a superação de uma limitação técnica, pois a atuação de mergulhadores está limitada a menos de 400 metros. Devido a esse avanço, a empresa foi premiada em 1992 pela OTC (Offshore Technology Conference) pelos recordes de instalação de ANM, monobóias e dutos (FURTADO, 1996).

Segundo Furtado (1996), uma das mais importantes soluções desenvolvidas no PROCAP, foram os “*sistemas híbridos que permitem o uso de conexões rígidas apoiadas no solo até uma certa altura, a partir da qual são ligadas às plataformas por risers flexíveis*”. Isto representava continuidade para a estratégia de esticar a trajetória tecnológica dos SPF. Em termos de descontinuidade da trajetória tecnológica, buscou-se dominar a tecnologia das TLP e o bombeio multifásico.

Este programa durou 6 anos e empreendeu 109 projetos que tinham como objetivo aprimorar a competência técnica da estatal na atividade de exploração e produção de petróleo em águas com profundidade de até 1.000 metros, dos quais cerca de 80% dos projetos foram voltados para a extensão da tecnologia já existente, e os 20% restantes para o desenvolvimento de novas tecnologias. Destaca-se como inovação proveniente do PROCAP 1000 a instalação do sistema de produção flutuante (SPF)<sup>15</sup> e sistema de

---

<sup>13</sup> *Manifold* é um equipamento instalado no fundo do mar composto por um conjunto de válvulas para coletar e distribuir petróleo de vários poços, reduzindo o tempo e os custos de intervenção (MARZANI, 2004).

<sup>14</sup> O VOR (veículo de operação remota) é um robô submarino concebido e fabricado pela empresa de engenharia carioca Consub para operar sob 1.000 metros.

<sup>15</sup> Sistemas de produção flutuantes são basicamente uma unidade flutuante (semi-submersível ou navio) com facilidade de processamento e sistemas de controle, “*risers*” flexíveis, linhas de fluxo, árvores de natal molhadas (ANM) e “*manifolds*” submarinos, navio-tanque para armazenamento de óleo e sistema monobóias de escoamento. O navio-tanque e a monobóias podem ser substituídos por oleodutos

produção antecipada (SPA)<sup>16</sup> na bacia de Marlim, a 1.027 metros de lâmina d'água. Os SPF passam a obter reconhecimento das grandes petrolíferas enquanto uma opção com melhores custos e opções para o desenvolvimento de campos em águas profundas (ORTIZ NETO, et al., 2007).

Em 1993, foi lançado o PROCAP 2000, diante da relevância das atividades de E&P em águas profundas e do sucesso obtido com o PROCAP 1000, segundo Freitas (1999), seus principais objetivos eram: viabilizar alternativas técnico-econômicas para a exploração jazidas em regiões ultraprofundas (1000 a 3000 metros); desenvolver projetos de inovações tecnológicas que permitissem a redução do custo das atividades de E&P de óleo e gás, em relação aos sistemas convencionais nas jazidas submarinas. Nesta segunda fase de capacitação tecnológica reforça-se a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo.

Segundo ORTIZ NETO e COSTA (2007), o PROCAP 2000 contava com um orçamento de US\$ 750 milhões e cerca de 20 projetos. Opostamente a sua fase anterior, agora 80% desses projetos foram destinados à inovações, e apenas 20% voltados para a expansão de tecnologias já existentes. Entre seus desenvolvimentos tecnológicos destacam-se um sistema *subsea*<sup>17</sup>, o chamado TLD 2000, composto por um *drillpipe riser*<sup>18</sup> e uma árvore de natal molhada. A árvore de natal molhada ANMH-2500, que permite uma desconexão rápida, que aumenta a segurança, e por ser horizontal, amplia a dinâmica de perfuração do poço, fabricada em parceria com as seguintes empresas fornecedoras: ABB, FMCICBV, Cooper Cameron e Kvaerner, evidência, mais uma vez, da estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo da Petrobras. Além de um sistema de ancoragem da plataforma (nome dado ao conjunto árvore de natal, *drillpipe*, e *riser*), uma inovação específica no *riser*, que passou a ser de poliéster, material mais leve e resistente a tração e reduzindo o custo de instalação em quase 20%.

---

<sup>16</sup> Os sistemas de produção antecipada (SPA) eram compostos de uma ANM, de *risers* flexíveis, de uma monobóia e de um barco que estocava a produção. Essa produção era posteriormente encaminhada a uma plataforma de processamento que separava os diversos elementos (petróleo, gás e água) e fazia a reinjeção e o bombeamento.

<sup>17</sup> O sistema *subsea* é um sistema de produção antecipado, em que equipamentos antes mantidos sob a plataforma são agora posicionados dentro d'água (como a árvore de natal, que por conta disso passou a ser chamada de árvore de natal molhada), diante das novas imposições técnicas: volume dos poços, tipo de embarcação, tamanho das plataformas, etc.

<sup>18</sup> *Drillpipe* é um sistema de perfuração, e *riser* são os “dutos” que levam o petróleo a superfície. Eles ficam instalados em cima da árvore de natal molhada recolhendo sua produção. O *drillpipe riser* é um sistema novo que permite uma montagem mais ágil e segura, além de utilizar um tipo de rosca que permite alcançar profundidades cada vez maiores.

O PROCAP 2000 chegou a alcançar 1.867 metros de profundidade em Roncador, na bacia de Campos. Atualmente a bacia de Campos responde por mais de 85% da produção nacional média de petróleo do ano de 2009, segundo o site da Petrobras. Na sua primeira versão o PROCAP foi posto em prática nos campos gigantes de Marlin e Albacora, a profundidades de 1.000 metros (ORTIZ, 2002).

A diferença entre as duas fases do PROCAP é que no primeiro as inovações radicais não recebiam tanta importância, enquanto no PROCAP 2000 elas passam a ganhar maior atenção. Um dos avanços que podem ser percebidos na trajetória de aprendizado da empresa, diz respeito à inexistência de programas de transferência de tecnologia no PROCAP 2000, apontando que a empresa já absorvera no primeiro programa o domínio tecnológico que não possuía, e tornara-se referência internacional nos esforços tecnológicos voltados para o *upstream offshore*. De forma resumida o PROCAP 2000 é em certa medida um desdobramento do PROCAP 1000, e que ilustra a estratégia de longo prazo da empresa de intensificar sua atuação em E&P em águas profundas (FREITAS, 1999).

O PROCAP 3000, com início em 2000 e término em 2006, tinha como orçamento inicial US\$ 128 milhões em P&D, e previsão de execução de 19 projetos. As principais metas do programa foram: viabilizar a produção de Marlim Leste e Albacora Leste, na bacia de Campos (RJ), e das próximas fases de Roncador e Marlim Sul; possibilitar a produção a três mil metros de profundidade; reduzir os investimentos no desenvolvimento da produção em lâmina d'água superior a mil metros e contribuir para a redução dos custos de extração dos campos em produção (ORTIZ NETO e COSTA, 2007). Suas principais inovações correspondem a: *risers* para 3.000 metros; árvore de natal molhada elétrica, eliminando atuadores hidráulicos; sísmica 4D<sup>19</sup> (imagens em três dimensões mais o tempo) em conjunto com a empresa americana SGI. Além disso, houve a criação do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo – PROVAP – a fim de viabilizar campos subcomerciais devido limitações tecnológicas e revitalização de campos maduros, etc.

Segundo Ortiz (2002), outra tecnologia que vem sendo aperfeiçoada desde 1992, através do Programa Estratégico de Recuperação Avançada de Petróleo da Petrobras (Provap), visa aumentar o índice de recuperação do óleo que fica perdido dentro das jazidas - cerca de 30%. Isso ocorre porque o petróleo nacional é composto de óleo pesado, com maior viscosidade, excesso de nafta e gasolina. Um petróleo leve, como o árabe, é

---

<sup>19</sup> Através de uma análise sísmica periódica permite determinar o progresso da recuperação do petróleo.

mais fino e produz maior quantidade de diesel. Ainda nesse projeto, são estudadas as melhorias da eficiência na injeção de água e a aplicação de técnicas avançadas de caracterização de reservatórios e monitoração sísmica das reservas. Há, também, o Programa Tecnológico para a Ampliação de Fronteiras Exploratórias (Profex), de 1995 que busca tecnologias de processamento, filtragem e aquisição sísmica. O projeto obteve resultados na identificação da ação de bactérias causadoras do aumento da viscosidade do petróleo, sendo de importância fundamental na exploração em águas profundas e ultra-profundas.

Para Furtado (1996), o fato de o Brasil ocupar uma posição de destaque na evolução da trajetória tecnológica do setor petrolífero *offshore* deve-se porque tal processo de renovação passa, muito mais, por uma redinamização das bases técnicas existentes, do que por grandes saltos ou descontinuidades tecnológicas. Assim, no cenário de exploração e produção de petróleo em águas ultraprofundas, à exemplo do pré-sal brasileiro, ainda não há o domínio de um sistema específico, mas sim a competição entre sistemas tecnológicos com maior ou menos predominância.

Os programas de capacitação tecnológica da Petrobras apresentam uma clara estratégia de alianças para o desenvolvimento inovativo, que acarretara efeitos positivos tanto em termos setoriais, quanto pelos transbordamentos decorrentes. Muitos dos aprimoramentos técnicos conquistados difundiram-se para outras atividades, como é o caso dos robôs submarinos e dos sistemas de amarração da estrutura flutuante das plataformas, que se difundiram para outras atividades marítimas. A maior qualificação da mão-de-obra também pode ser vista como efeitos positivos para a sociedade. É possível pensar na contribuição da indústria de petróleo, que ultrapassa os efeitos técnico-econômicos, como uma das principais experiências para o avanço de um sistema nacional de inovação, e cuja conjuntura mostra-se favorável à manutenção, senão fortalecimento, dos impactos positivos econômicos, sociais e tecnológicos produzidos.

#### **3.4. A Petrobras a partir dos anos 2000: uma nova política de compras**

No fim da década de 1990 é posto em prática um novo modelo institucional no setor petrolífero brasileiro. Essa mudança ocorre concomitantemente à quebra do monopólio legal das atividades de exploração, produção, refino e transporte, através da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), por parte da Petrobras. A mudança institucional promove um novo modelo de fomento às atividades de Ciência e Tecnologia (C&T) na indústria de

petróleo, em que foi constituído o fundo setorial do petróleo e gás natural – o chamado CT-Petro – que tem por objetivo apoiar as atividades de C&T, bem como a capacitação de recursos humanos para o setor, utilizando como recursos uma parcela dos *royalties*. Tais recursos são liberados via lançamento de editais públicos (FREITAS, 2002).

O Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural (CT-Petro) se propõe a identificar e apoiar o desenvolvimento de tecnologias críticas e os interesses da indústria do petróleo nas áreas *upstream* (exploração e produção) e *downstream* (transporte, refino e distribuição). Durante o quinquênio 1999-2003 cerca de R\$ 657 milhões foram disponibilizados por editais públicos. Trata-se de uma iniciativa de consolidação de um sistema setorial de inovação, que promove a articulação das instituições científicas e tecnológicas do país envolvidas no desenvolvimento tecnológico da indústria petrolífera, e busca integrá-las às empresas de bens de capital, empresas de petróleo e firmas de engenharia (FREITAS, 2002).

Porém, para Freitas (2002), a primeira iniciativa de apoio ao desenvolvimento científico e tecnológico e a consolidação do sistema setorial de inovações (através do edital “Pesquisa e Desenvolvimento nas Áreas Prioritárias”, 03/2000 – CT-Petro), que propunha a articulação induzida entre empresas da indústria de petróleo e gás natural (IPGN) com a comunidade científica para uma agenda de projetos de desenvolvimento tecnológico para o setor, revelou um envolvimento das empresas aquém do necessário ao estabelecimento de elos sustentáveis entre universidades e empresas, além de que a concentração em termos de instituições com projetos aprovados, sinalizando uma elevada especialização e concentração de competências no sistema científico e tecnológico nacional.

Segundo Marzani (2004), a mudança no ambiente institucional levou a Petrobras a buscar reduzir os custos através da sua política de contratação, alterando a estratégia da companhia de aumentar o índice de nacionalização dos insumos e equipamentos adquiridos. A empresa começou a utilizar licitações internacionais e incluir os fornecedores estrangeiros em seu cadastro. Então, o índice de nacionalização que no início dos anos 1990 era de 92%, caiu para cerca de 80% ao longo da década.

O Repetro – um regime aduaneiro para as importações de equipamentos para a exploração e produção de petróleo *offshore* –, criado em 1998, visava atrair investimentos externos, atuando como um incentivo às importações em detrimento da fabricação local. Tal mecanismo, aliado as débeis capacidades competitivas da indústria fornecedora local, agravou ainda mais a situação (FURTADO *et al*, 2004).

O número de empresas operando no setor também foi modificado pelo contexto institucional. Ao final de 2001, existiam 34 operadoras das quais quatro seriam nacionais, em 2004 eram aproximadamente 40 operadoras (MARZANI, 2004). Esse novo ambiente concorrencial implica tanto novos clientes para os fornecedores locais, quanto maior competição entre as empresas.

De acordo com Furtado *et al* (2004), durante a segunda metade da década de 1990, a Petrobras relacionou-se com maior frequência com contratantes principais (*main contractors*) estrangeiros para execução de projetos de plataformas e FPSO. Em 1999, das 12 unidades de produção encomendadas, apenas a P-31 estava sendo produzida no Brasil. Entretanto, se observa certa reversão dessa estratégia de externalização diante dos atrasos e dificuldades na entrega dos projetos “*turn-key*”. Assim, a partir de 2003, a estatal em seus grandes empreendimentos encarregou-se do projeto básico e do “Front and Engeneerig Design” (FEED).<sup>20</sup>

No que tange a ampliação dos relacionamentos da Petrobras com fornecedores estrangeiros destacam-se os seguintes fatores: necessidade de se financiar externamente; o grande número de fornecedores que dificulta a execução de um sistema de monitoramento da qualidade pela empresa; a redução nos preços do petróleo reforçando a necessidade de diminuir custos; a abertura da economia que facilitou a importação de insumos e equipamentos; a dificuldade de financiamento por parte dos fornecedores nacionais; e a valorização do Real, reduzindo as vantagens competitivas, e a implementação do Repetro (FURTADO *et al*, 2004).

Em suma, o fim da década de 90 representa uma mudança na concepção da relação da Petrobras com seus fornecedores, o qual deixa de ser “paternalista”, em que a estatal arcava com maiores custos de transação relacionados à qualidade e os custos extras da produção local, e passa a ser pautado pela concorrência, objetivando menores custos.

Em decorrência do novo modelo de compras da Petrobras, o comprometimento dos fornecedores com o desempenho operacional dos equipamentos e com a assistência técnica aumentou.<sup>21</sup> “*Hoje, a garantia do bom funcionamento é um serviço que agrega valor e faz parte do contrato de venda de qualquer bem de capital*” (Brasil Energia, fev/01 *apud*

---

<sup>20</sup> O FEED é uma etapa intermediária entre a engenharia básica e de detalhe. Através desse, especifica-se as partes críticas do projeto básico, como o peso em aço necessário à construção, e detalhamento de grandes equipamentos, tais como compressores e geradores (FURTADO *et al*, 2004).

<sup>21</sup> As Rodadas de Licitação realizadas pela ANP para E&P nos blocos de exploração é um instrumento que estimula o comprometimento dos fornecedores, especialmente os locais, através dos índices de nacionalização das compras de equipamentos, como critério de pontos nas licitações.

MARZANI, 2004, pp. 58). Além de que, a estatal redesenhou seu escopo de fornecedores para trabalhar com os *players* mundiais, almejando cumprimento dos prazos de entrega e das especificações técnicas estabelecidas, e deixando a produção totalmente sob responsabilidade do produtor.

A idéia por trás da liberalização do setor petrolífero visava a oportunidade de ampliar o volume de investimentos e valorizar os recursos potenciais do Brasil (MARZANI, 2004). Foram criadas instituições regulatórias – destaque para a ANP –, e que promovessem a competitividade nacional. A ONIP (Organização Nacional da Indústria de Petróleo) é um exemplo de organização constituída para reforçar a participação nacional no fornecimento de bens e serviços para a IPGN. Para apoiar a cadeia produtiva, essa organização mantém um cadastro de fornecedores qualificados.

Em contrapartida aos resultados positivos, o processo de abertura provocou um aumento considerável na importação de equipamentos e insumos, o que permitiu uma elevação dos níveis de investimentos da Petrobras na década. Porém, os encadeamentos internos diminuíram, levando o Estado e a companhia a alterarem sua postura (FURTADO *et al*, 2004).

Assim, com a abertura comercial e financeira do Brasil, a quebra de monopólio e privatização das estatais, a política de compras deixou de fazer parte da agenda de políticas setoriais. Contudo, em meados dos anos 2000, a política de compras, bem como a política industrial, tornou-se, novamente, parte da agenda do Estado (FURTADO *et al*, 2004). Essa mudança de estratégia converge com as novas diretrizes do Governo Lula, que deseja aumentar os níveis de nacionalização.

**Tabela 1:** Trajetória tecnológica da Petrobras

<b>DÉCADA</b>	<b>PROFUNDIDADE (METROS)</b>	<b>PROGRAMA TECNOLÓGICO</b>	<b>MEIOS UTILIZADOS</b>
<b>1970</b>	400m	–	Importação e adaptação da tecnologia existente
<b>1980</b>	Até 1.000 m	PROCAP 1000 (1986)	Cooperação com estaleiros nacionais, aprimoramento de tecnologias.
<b>1990</b>	2.000 m ou mais	PROCAP 2000 (1993)	Reforça-se a estratégia cooperativa, mas com foco na inovação.
<b>2000</b>	Acima de 3.000 m	PROCAP 3000 (2000)	

**Fonte:** Elaboração própria.

#### **4. Estudos de caso da interação usuário-fornecedor**

Este capítulo está estruturado em duas partes. A primeira busca contextualizar e caracterizar os fornecedores de primeira linha (equipamentos para o *upstream*), ilustrando a concentração dessas empresas no mercado e sua dispersão global. Nesta parte, destacamos a concentração dos centros de pesquisa e engenharia das empresas nos Estados Unidos, Europa e Brasil.

A segunda parte deste capítulo é constituída pelos estudos de caso da interação das empresas fornecedoras de árvore de natal molhada (ANMs), no caso a Aker Solutions do Brasil e a FMC Technologies, com a Petrobras. Aqui, descrevemos a atuação destas no setor petrolífero nacional e os desenvolvimentos advindos da interação usuário-produtor.

##### **4.1. Os fornecedores do setor petrolífero**

A história da formação da indústria nacional de fornecedores para a IP, muitas vezes, se confunde com o desenvolvimento da Petrobras – primeira estatal a manter uma preocupação com a nacionalização de suas compras de equipamentos (VILLELA, 1984 *apud* MARZANI, 2004). Contudo, as transformações ocorridas na economia brasileira ao longo da década de 1990, se refletem no desempenho do setor fornecedor. A liberalização comercial, através da remoção das barreiras não-tarifárias (BNTs) e redução de alíquotas de importação de bens de capital, contribuiu para o favorecimento dos equipamentos importados em detrimento aos nacionais. A mudança na postura da Petrobras em relação à compra de equipamentos – do modelo “paternalista” para o “concorrencial” – também acentuou as mudanças no setor fornecedor.

Em decorrência das alterações no ambiente econômico e institucional na década de 1990, observa-se uma reestruturação das empresas de bens de capital e da estrutura de mercado. Segundo Marzani (2004), esta foi caracterizada por um processo de fusões e aquisições (F&A) das empresas nacionais com firmas estrangeiras com maior capacidade financeira e produtiva, bem como pela implantação de fornecedores estrangeiros no Brasil.

Para Martins (2002), é necessário compreender as alterações no setor fornecedor em conjunto com as mudanças na estratégia da cliente principal, a Petrobras, além das transformações na economia nacional. Assim, a entrada de novas firmas de bens de capital, a redução de tarifas de importação, a eliminação das barreiras não-tarifárias, a entrada de empresas de capital estrangeiro, aliadas a mudança na estratégia de compras da Petrobras,

evidenciaram a fragilidade da indústria fornecedora local em assegurar sua participação no mercado (MARTINS, 2002 *apud* MARZANI, 2004).

A abertura comercial e financeira tem, também, seu lado positivo, uma vez que representa uma oportunidade de grandes investimentos, os quais auxiliam na geração de emprego e renda. Além do que, em um mercado mais competitivo o volume de investimentos em novas tecnologias tende a aumentar (ver tabela 2). Reforçados pela descobertas de novas jazidas petrolíferas em águas (ultra) profundas. A produção de petróleo *offshore*, em profundidades crescentes, tem papel propulsor no investimento de novas tecnologias para a IP e produzem encadeamentos pelo tecido industrial, devido a heterogeneidade tecnológica e o elevado número de empresas envolvidas.

**Tabela 2:** Perspectivas dos Investimentos e seus efeitos – 2011/2014

INVESTIMENTOS (R\$ BI)				EFEITOS (R\$ BI)			
Empresas		Segmentos		Direto	Indireto	Total	
Petrobras	303	E&P	229	Máquinas e equipamentos	190	43	233
Outras	75	Downstream	187	Metalurgia	2	29	31
		Gás e Energia	100	Demais setores	3	61	64
		Outros	86	Comércio	0	17	17
				Serviços	10	52	62
<b>TOTAL</b>	<b>378</b>	<b>TOTAL</b>	<b>378</b>	<b>TOTAL</b>	<b>205</b>	<b>202</b>	<b>407</b>

**Fonte:** Elaboração própria a partir de SANT'ANNA (2010).

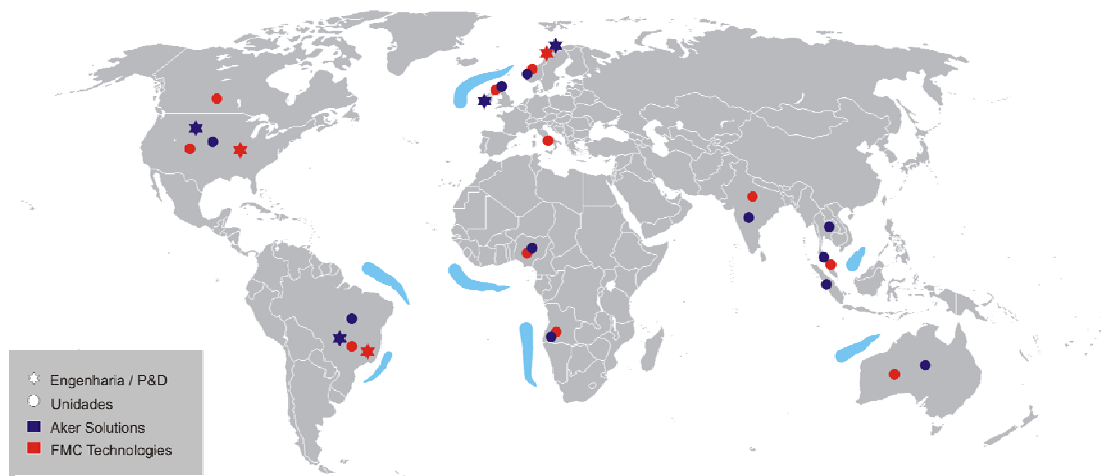
Nesse estudo, buscou-se analisar um dos segmentos do setor de bens de capital que são fornecedores para o *upstream*, os chamados fornecedores de “primeira linha”. Composto pelos fornecedores de árvore de natal molhada (ANM), cujas empresas atuantes possuem capital estrangeiro. Segundo o cadastro nacional de fornecedores da ONIP existem 3 empresas deste tipo de equipamento no Brasil, dentre elas selecionamos a seguinte amostra: Aker Solutions do Brasil e FMC Technologies.

As empresas do segmento de ANM instaladas no país produzem, exclusivamente, para a IP local e possuem como cliente principal a Petrobras. Segundo Marzani (2004), tal

fato pode ser explicado pelo fato de que a produção para outros mercados exigiria a adaptação a outras especificações técnicas (condições físicas, tais quais profundidade, distância da costa, ventos e ondas, e condições geológicas) gerando maiores custos para adaptar os equipamentos.

Estas empresas se posicionam, estrategicamente, em países próximos às regiões que exploram e produzem petróleo e gás *offshore*. Seus centros de engenharia ou laboratórios de P&D estão concentrados em países da Europa e Estados Unidos, nos quais possuem sua sede. A exceção é o Brasil, único país do hemisfério Sul em que tais empresas possuem centros de engenharia e pesquisa. Tais centros estão localizados em áreas próximas de universidades e do centro de P&D da Petrobras (Cenpes) – exemplo da FMC Technologies.

**Figura 2:** Dispersão global das empresas da amostra



**Fonte:** Elaboração própria.

#### 4.2. O caso da Aker Solutions

A empresa iniciou suas atividades em 1853 na cidade de Oslo, na Noruega. No início o grupo Kvaerner era constituído por 10 empresas norueguesas, com cerca de 3.200 empregados e uma receita de aproximadamente NOK 385 milhões. Na década de 1960, a empresa passou a atuar no segmento de petróleo e gás *offshore*, através da Kvaerner Engineering em Oslo. A atividade de construção *offshore* começou em 1978, pela então Kvaerner Egersund, com a conversão do estaleiro Stavanger para a produção dessas.

Em 1999, a empresa inicia um processo de obtenção de capital via alienações de seus ativos. No ano de 2001 a crise de liquidez da empresa acentua-se, e por isso, em novembro desse mesmo ano a Kvaerner se funde com sua principal acionista a Aker Maritime, empresa de serviços de petróleo e gás. Apenas em abril de 2008 a companhia anuncia seu novo nome, Aker Solutions, como forma de simplificação e fortalecimento de sua identidade corporativa.

Atualmente o grupo Aker Solutions emprega mais de 22.000 funcionários, em mais de 30 países, com uma receita de aproximadamente NOK 54 bilhões e um dispêndio em P&D de cerca de NOK 177 milhões. A tabela 3 exhibe a evolução da empresa em termos de receita, empregados e gastos em P&D. A empresa atua em quatro segmentos, são eles: i) Energy Development & Services (ED&S); ii) Process & Construction (P&C); iii) Products & Technologies (P&T); e iv) Subsea.

O segmento de Energy Development & Services (ED&S) desenvolve instalações para a produção de petróleo e gás *onshore* e *offshore* e fornece serviços operacionais para todo ciclo de vida destas instalações. Neste segmento realizam-se estudos de toda cadeia de valor, com detalhamento de engenharia, gestão de projeto, para fabricação, manutenção e modificações das instalações. Esse segmento respondeu por mais de 36% da receita total da companhia no ano de 2009.

Na área de Process & Construction (P&C), a Aker Solutions é uma fornecedora mundial de serviços de construção e engenharia *onshore* para os mercados energéticos e de recursos naturais. Os principais setores atendidos por esse segmento são: químicos, processamento e refino de gás, metais e mineração, terminais de recebimento e estocagem de gás natural liquefeito, geração de energia, sequestro e armazenagem de carbono, energia nuclear e tratamento de água. No ano de 2009, a receita desta área correspondeu a pouco mais de 17% da receita total da empresa.

No segmento de Products & Technologies (P&T) são fornecidas inovações e soluções para as atividades de *upstream* da IP. Entre as principais tecnologias oferecidas estão os avançados equipamentos para perfuração de poços, *risers*, e tecnologias de processamento e sistemas de amarração. Em 2009 a receita de P&T foi aproximadamente 23,5% da receita total.

A atividade de Subsea provém tecnologias e sistemas de produção submarino, combinados com serviços de avaliação de reservas, instalação de equipamento submarinos

e serviços de manutenção destes produtos. O percentual da receita deste segmento em relação à receita total para o ano de 2009 foi de quase 24%.

Os segmentos de P&T e Subsea são os mais relevantes para a análise da interação entre a Aker Solutions, enquanto empresa fornecedora de equipamentos, e a Petrobras. Estes, em conjunto, responderam por aproximadamente 47% da receita total da companhia.

No Brasil, segundo o cadastro nacional de fornecedores da ONIP a Aker Solutions atua no fornecimento de árvores de natal molhada (ANM), *risers*, válvulas de acionamento (do tipo gaveta) e nos serviços de manutenção e reparo de ANM e outros. O grupo possui uma fábrica em Curitiba (PR) que realiza a manufatura de ANM, uma em Rio das Ostras (RJ) que produz *risers* de perfuração e atua como base de serviços submarinos, e outra na cidade do Rio de Janeiro (RJ), onde realiza vendas e está instalado seu centro de engenharia.

É importante destacar que a Aker Solutions posicionou estrategicamente suas unidades produtoras de ANM em três países: a Noruega (seu país sede), no Brasil e na Malásia. Estes países estão compreendidos em regiões nas quais se observa a existência de reservas petrolíferas em águas profundas e cuja participação da E&P *offshore* é relevante.

**Tabela 3:** Receita Bruta, Empregados e Gastos em P&D – Aker Solutions

	RECEITA		EMPREGADOS		RECEITA / EMPREGADOS (NOK mi)	GASTOS EM P&D	
	(NOK mi)	Variação	nº	Variação		(NOK mi)	% da Receita
<b>2005</b>	36,940	-	18,324	-	2.02	191	0.52%
<b>2006</b>	50,592	36.96%	19,230	4.94%	2.63	105	0.21%
<b>2007</b>	57,957	14.56%	21,298	10.75%	2.72	166	0.29%
<b>2008</b>	58,252	0.51%	23,360	9.68%	2.49	188	0.32%
<b>2009</b>	54,077	-7.17%	22,133	-5.25%	2.44	177	0.33%

**Fonte:** Elaboração própria a partir de Relatórios Anuais da empresa.

#### 4.2.1. A Aker Solutions e a Petrobras

A Aker Solutions iniciou suas atividades no mercado brasileiro em 1995 e desde então vem fortalecendo e consolidando sua atuação neste mercado. Desde o começo de sua atividade no Brasil, a empresa já forneceu mais de 150 ANMs, além de *manifolds*, *risers* e equipamentos submarinos. O grupo reconhece a importância de uma relação de estreita proximidade com seus clientes e fornecedores e destaca sua proximidade com a Petrobras para o desenvolvimento de soluções e tecnologias do *upstream*, que resultou na concepção

de diversas ANM para águas profundas, como por exemplo, a ANM Aker Solutions GLL 2000 desenhada para atuar a uma profundidade de 2.000 metros. Ao longo dos anos 2000, o grupo desenvolveu uma série de equipamentos para a Petrobras e em alguns casos em cooperação direta com esta. A seguir destacamos os principais desenvolvimentos.

No período 2001-2003, a companhia realizou o projeto de FEED (*front-end engineering and design*) para as plataformas P-51 e P-52 da Petrobras, incluindo o casco. A P-51 é uma plataforma semi-submersível com 89 *risers* flexíveis e amarrada por 16 cabos, que atua no campo de Marlim Sul na Bacia de Campos (RJ) a 1.255 metros de profundidade e tem capacidade de produção de 180.000 bopd de petróleo e 7,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. A P-52 também é uma plataforma semi-submersível com 23 *risers* flexíveis e amarrada por 16 cabos, que atua no campo de Roncador na Bacia de Campos (RJ) a 1.800 metros de lâmina d'água, tem capacidade produtiva de 180.000 bopd de petróleo e 9,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás.

Em decorrência destes projetos, em 2007 a Petrobras selecionou a Aker para a execução do *design* do casco da P-56, o qual é uma cópia do *design* da P-51 desenvolvido anteriormente pela empresa. A P-56 é uma plataforma semi-submersível que atuará em Marlim Sul na Bacia de Campos (RJ), com 19 poços, sendo 10 produtores e 9 injetores, a 1.700 metros de lâmina d'água e com capacidade de produção de 100.000 bopd de petróleo e 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás.

Ainda, em 2007, a empresa fechou dois contratos de fornecimento de tubulações para um gasoduto no campo de Jubarte na Bacia de Campos, mas em águas do estado do Espírito Santo, que será entregue em 2010. Tal gasoduto será instalado a 1.193 metros abaixo d'água e a 70 km da costa.

Visando fortalecer sua posição no mercado brasileiro e aproveitar as oportunidades diante do potencial de crescimento das atividades de E&P no país, a Aker Solutions construiu, em 2008, a primeira fábrica de *risers* de perfuração para águas profundas do Brasil na cidade de Rio das Ostras (RJ). O investimento, de cerca de R\$ 20 milhões, prevê a produção inicial de uma junta/dia, podendo aumentar a produtividade através da adoção de dois turnos de trabalho. Atualmente, existem no mundo apenas 5 grupos com tecnologia de produção destes equipamentos (TN PETRÓLEO, 2008).

No ano de 2008, o grupo decidiu investir na sua unidade de produção de árvores natal molhada (ANMs) em Curitiba (PR), com o objetivo de duplicar sua capacidade produtiva até 2010. Além disso, o projeto Petrobras' Cascade & Chinook, no Golfo do

México, representou um marco em termos de desenvolvimento tecnológico para a Aker Solutions, com a entrega de 65 km de umbilicais de energia e controle para o desenvolvimento da E&P, a 2.700 metros de profundidade. Nos projetos tradicionais de umbilicais utiliza-se aço reforçado, porém em grandes profundidades o peso do aço gera uma tensão inadequada tornando-o contra-produtivo. O avanço deste projeto em comparação aos desenvolvimentos tradicionais se dá pela substituição do aço por fibras de carbono reforçadas. Esta nova concepção é crucial para o avanço tecnológico dos umbilicais viabilizando a produção em profundidades elevadas e foi patenteada pela empresa.

Em 2008, destacam-se entre os principais contratos da empresa, a produção de 45 ANMs para a Petrobras no valor de US\$ 223 milhões, com previsão de início de entrega para o fim do último trimestre de 2009 e término em 2011. Nesse mesmo ano, a Aker reforçou sua participação no Brasil fechando contrato de fornecimento de ANMs para a Petrobras no campo de Tupi na Bacia de Santos, onde se encontram enormes jazidas petrolíferas na camada pré-sal. O contrato, no valor de € 45 milhões, para o desenvolvimento de equipamentos para a camada pré-sal, inclui um conjunto de 9 ANMs que atuam a 2.500 metros de lâmina d'água, sistemas de controle e equipamentos correlatos, e utiliza a tecnologia HP/HT (high-pressure/high-temperature) do grupo. A Aker, através de sua unidade de Curitiba, será responsável pela gestão, *design* e engenharia do projeto (NORDIC BUSINESS REPORT, 2008).

Em 2009, a empresa mantém sua estratégia de crescimento contínuo e fortalecimento de sua atuação no mercado brasileiro. Assim, investe na expansão e melhoria de sua base de equipamentos de perfuração, o que inclui centros educacionais, escritórios e *workshops*. A Aker Solutions vê o Brasil enquanto um mercado estratégico e com grandes oportunidades de crescimento, o que justifica tais investimentos. A política de conteúdo local brasileira e a necessidade de proximidade com os clientes, no caso a Petrobras, reforçam os interesses da Aker no Brasil.

Conclui-se, em 2009, a aquisição e integração da Aker Oilfield Services e a entrega do navio Skandi Santos para a Petrobras que irá operá-lo. Trata-se de uma embarcação do tipo SESV (Subsea Equipment Support Vessel, para instalações de equipamentos submarinos), possui 120 metros de comprimento e está equipada com um carretel de içamento capaz de instalar módulos de até 125 toneladas, a uma profundidade de 2.500 metros. Esse desenvolvimento representa o compromisso da Aker com o desafio de

instalação de equipamentos em águas profundas. Em novembro de 2009, a companhia fecha outro contrato com a Petrobras no valor de US\$ 37 milhões para o fornecimento de 8 sistemas de bombeamento submarino (Moho) e uma válvula de emergência (ESDV).

Até o momento, no ano de 2010, importantes contratos de fornecimento foram acordados entre Aker e a Petrobras. Entre eles o de dois sistemas de remoção de sulfato (SRUs) e equipamentos correlatos que serão instalados nas FPSOs P-58 e P-62. O contrato, no valor de US\$ 41 milhões, será executado pela unidade da empresa no Rio de Janeiro que realizará o desenvolvimento conceitual do projeto (com detalhamento de engenharia, fabricação dos principais equipamentos, etc.) e acompanhará sua execução. Outro importante acordo é a produção de 40 ANMs verticais que atinjam 2.500 metros de profundidade mais 17 sistemas de ferramentas completos e sistemas de controle submarino, que serão utilizados na produção de petróleo na camada pré-sal nos campos de Lara e Guará. A entrega destes equipamentos deve começar no final de 2011 e tem previsão de 4 anos para o término.

#### **4.2.2. Conclusões da interação entre a Aker Solutions e a Petrobras**

No decorrer dos anos 2000, a Aker Solutions buscou consolidar sua posição no mercado brasileiro através de investimentos em suas fábricas, expansão da capacidade produtiva das mesmas e pela qualificação profissional de seus empregados. Tal política foi estimulada pela importância do Brasil em relação à E&P *offshore* e o potencial de crescimento do setor, diante das descobertas de enormes jazidas petrolíferas na camada pré-sal. A política brasileira de conteúdo nacional e a necessidade de estar próxima ao principal cliente da indústria no país, a Petrobras, corroboraram a estratégia adotada pela empresa.

O grupo norueguês, que atua no mercado doméstico desde 1995, demonstrou uma estabilidade na sua relação com a Petrobras no fornecimento de equipamentos. O caso de desenvolvimento de ANMs para a estatal brasileira durante os anos 2000 evidencia tal estabilidade e revela uma melhoria nas capacitações tecnológicas da Aker, observadas pelo aumento das profundidades alcançadas. O mesmo pode ser dito em relação aos outros equipamentos desenvolvidos, são eles: sistemas de controle, *manifolds*, *structures*, umbilicais, bombeamento e processamento e, plataformas. A tabela 4 sintetiza estas informações.

A interação entre as empresas é ainda mais interessante nos casos de grandes avanços das tecnologias. Destacamos o caso dos umbilicais para o projeto Petrobras' Cascade & Chinook, no Golfo do México, que se substitui o aço reforçado por fibras de carbono nos umbilicais de energia, viabilizando a produção em maiores profundidades pela redução de peso e da tensão e, também, propiciou à companhia uma patente. Além disso, há os casos de desenvolvimentos tecnológicos de ANMs e sistemas de controle aptos a atuarem na camada do pré-sal, o que ultrapassa os 2.500 metros de lâmina d'água.

A proximidade geográfica entre as empresas é vista como um fator crucial ao desenvolvimento de novas tecnologias e aprimoramentos por parte da Aker Solutions. Sua atuação no Brasil demonstra essa visão, uma vez que a empresa ampliou seus investimentos com a construção da primeira fábrica para produção de *risers* para perfuração no país e aumentou a capacidade produtiva de sua unidade em Curitiba. Adicionalmente, o único centro de engenharia que o grupo possui no hemisfério sul está localizado no país, confirmando a importância do mercado brasileiro para a empresa.

**Tabela 4:** Desenvolvimentos da Aker Solutions para a Petrobras

Ano	Projetos	Localização	Quantidade	Profundidade (metros)
<b>Árvore de Natal Molhada (ANM)</b>				
<b>2001</b>	Albacora	Brasil	5	2.000
<b>2001</b>	Albacora Leste	Brasil	12	2.000
<b>2002</b>	Bicudo	Brasil	4	300
<b>2003</b>	Bonito, Bicudo e Albacora	Brasil	2	300
<b>2003</b>	Marlim Sul	Brasil	15	2.000
<b>2003</b>	Jubarte	Brasil	2	2.000
<b>2006</b>	Peroá (fase 2)	Brasil	3	250
<b>2008</b>	Contrato de 3 anos	Brasil	45	diversas
<b>2009</b>	Tupi	Bacia de Santos	9	2.500

2010	Lara e Guará	Brasil (pré-sal)	40	2.500
<b>Sistemas de Controle</b>				
2000	SBMS	Brasil	1	500
2010	Lara e Guará	Brasil (pré-sal)	17	2.500
<b>Manifolds, Structures e Umbilicais</b>				
2007	Albacora RWI	Bacia de Campos	2	> 2.000
2007	Jubarte (fase 2)	Bacia de Campos	1	> 2.000
2007	Plem Sul Capixaba	Brasil	1	1.193
2007	Manifold Albacora	Brasil	2	1.000
2008	Petrobras' Cascade & Chinook	Golfo do México	65 km	2.700
<b>Processamento e Bombeamento</b>				
2007	Jubarte (fase 2)	Brasil	8 sistemas de bombeamento	-
2009		Brasil	8 sistemas de bombeamento (Moho) e válvula de emergência	-
<b>Plataformas, equipamentos correlatos e Navios</b>				
2001/03	P-51 e P-52	Bacia de Campos	P-51 89 risers P-52 23 risers	P-51 1.255m P-52 1.800m
2006	P-56	Bacia de Campos	10 poços produtores 9 injetores	1.700
2009	Skandi Santos (SESV)	Brasil	125 t	2.500

**Fonte:** Elaboração própria.

### 4.3. O caso da FMC Technologies

A história de FMC Technologies começa em 1884, quando John Bean desenvolve uma bomba de pulverização para pragas nas plantações de laranja da Califórnia. Dessa forma, a companhia inicia sua trajetória atuando no setor de equipamentos agrícolas. Com o tempo a empresa foi diversificando suas atividades para outros setores, tais como: o de equipamentos de processamento de alimentos na década de 1920, a indústria bélica, produzindo tanques e tratores anfíbios, sob influência da 2ª Guerra Mundial e, os ramos químicos e de equipamentos de petróleo no pós-guerra.

Nos anos 1970, sediada em Chicago, a FMC possuía 42.000 empregados. No período entre 1980 até o início dos anos 2000 a estratégia de crescimento da firma foi conduzida por meio de aquisições de outras empresas. Nos anos 2000 o grupo foi reestruturado e dividido em duas partes independentes: a FMC Technologies ficou responsável pela área de máquinas e equipamentos, enquanto a FMC Corporation assumiu o segmento químico. Na década de 2000 a empresa atinge importantes resultados no setor petrolífero, como por exemplo, em 2002, o desenvolvimento recorde de uma ANM com tecnologia HP/HT para a BP e, um sistema de completação no Golfo do México para 2.500 metros de profundidade.

Atualmente a FMC Technologies tem sua sede em Houston no Texas (EUA), emprega mais de 10.400 funcionários em cerca de 17 países, tem uma receita de aproximadamente US\$ 4,4 bilhões, um gasto de US\$ 51,3 milhões em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e atua em dois segmentos: o de Energy Production Systems (EpdS) e o de Energy Processing Systems (EpcS). A tabela 5 exhibe a evolução da empresa em termos de receita, empregados e gastos em P&D.

**Tabela 5:** Receita Bruta, Empregados e Gastos em P&D – FMC Technologies

	RECEITA		EMPREGADOS		RECEITA /	GASTOS EM P&D	
	(US\$ mi)	Variação	nº	Variação	EMPREGADOS US\$ mil	(US\$ mi)	% da Receita
<b>2001</b>	1.927,9	-	8.500	-	0,23	54,9	2,85%
<b>2002</b>	2.071,5	7,45%	8.500	0,0%	0,24	45,3	2,19%
<b>2003</b>	2.307,1	11,37%	8.600	1,2%	0,27	41,4	1,79%
<b>2004</b>	2.767,7	19,96%	9.000	4,7%	0,31	27,5	0,99%

<b>2005</b>	3.139,3	13,43%	10.000	11,1%	0,31	29,2	0,93%
<b>2006</b>	3.755,6	19,63%	11.000	10,0%	0,34	33	0,88%
<b>2007</b>	3.648,9	-2,84%	8.900	-19,1%	0,41	40,8	1,12%
<b>2008</b>	4.550,9	24,72%	9.800	10,1%	0,46	45,3	1,00%
<b>2009</b>	4.405,4	-3,20%	10.400	6,1%	0,42	51,3	1,16%

**Fonte:** Elaboração própria a partir de Relatórios Anuais da empresa.

A área de Energy Production Systems (EpdS) projeta, fabrica e fornece sistemas e serviços para a produção *offshore* e *onshore* para as companhias petrolíferas, sendo especializada em sistemas de produção *offshore*. Este segmento respondeu por 84% da receita total da empresa no ano de 2009. O segmento de Energy Processing Systems (EpcS) desenha, fabrica e fornece tecnologia avançada de válvulas para alta pressão e outros acessórios para os clientes do setor de petróleo, além de produzir equipamentos de medição e transporte para o *downstream*. Sua receita em proporção à receita total da firma equivaleu a 16% em 2009.

No Brasil, de acordo com o cadastro nacional de fornecedores da ONIP, a FMC fornece brocas para perfuração de poços, árvore de natal (molhada e seca), *risers*, *manifolds* e conexões metálicas, válvulas (esfera e gaveta), entre outros equipamentos. A empresa tem unidades produtivas nas cidades de Macaé (RJ) e Rio de Janeiro (sua sede). No ano de 2010, a FMC Technologies anunciou a construção de um centro de tecnologia no Rio de Janeiro, na Ilha do Fundão, próximo ao Cenpes (centro de P&D da Petrobras) e a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Trata-se do terceiro centro de tecnologia da empresa no mundo. Os outros dois localizam-se na Noruega e nos Estados Unidos, esse último atende a região do Golfo do México.

#### **4.3.1. A FMC Technologies e a Petrobras**

A FMC Technologies fornece equipamentos e serviços à indústria de petróleo nacional desde 1961, através de sua subsidiária brasileira a FMC CBV Subsea. As atividades da empresa no Brasil incluem engenharia local, gerenciamento de projeto, fabricação, testes de integração, instalação e suporte ao cliente. Ao longo dos anos 2000, a empresa desenvolveu em conjunto com a Petrobras tecnologias que viabilizem a

exploração e produção de petróleo em águas profundas. A seguir destacamos os principais desenvolvimentos.

No ano de 2001, a FMC Technologies anunciou investimentos em suas unidades de Macaé e do Rio de Janeiro visando atender a demanda brasileira por equipamentos e melhorias para o *upstream* e, fortalecer sua interação com a Petrobras. Neste ano a companhia acordou a entrega de três *manifolds* de injeção para poços submarinos e duas ANMs e sistemas de controle relacionados para o campo de Albacora Leste, no valor de US\$ 18 milhões e com prazo de dois anos para entrega.

Em 2002, a atuação da empresa no setor *offshore* brasileiro em parceria com a Petrobras se manteve com o fornecimento de equipamentos para a E&P na Bacia de Campos. A companhia foi contratada por US\$ 17 milhões para desenvolver três soluções que possibilitem a E&P em águas profundas, são elas: juntas de *risers* para completação, árvore de natal molhada vertical e um *manifold* para produção de gás (PR NEWSWIRE, 2002a). A FMC também fornecerá 11 ANMs que suportem 2.000 metros de lâmina d'água para os campos de Roncador e Albacora Leste.

Quanto as juntas de *risers* para completação, com mais de 5.500 metros, a FMC Technologies é responsável pela elaboração do projeto, fabricação e testes. Além de um contrato de prestação de serviços com prazo de cinco anos que cobre a operação, a armazenagem e a manutenção. As ANMs verticais estão sendo projetadas para operarem na Bacia de Campos em lâminas d'água de 1.500 metros.

A terceira solução, o *manifold* para produção de gás entregue e instalado à 1.892 metros de profundidade, no campo de Roncador, mede 10x7x5 metros e pesa cerca de 150 toneladas. A instalação deste empreendimento em águas profundas representou um recorde mundial para a época (PR NEWSWIRE, 2002b).

No ano de 2004, a FMC Technologies fechou um novo contrato de fornecimento de equipamento para controle da produção para o campo de Roncador no valor de US\$ 36 milhões. A companhia também realizará um estudo para a Petrobras que objetiva o desenvolvimento de tecnologias de processamento e separação submarina. Para o diretor da empresa esses contratos com a estatal brasileira evidenciam seu *expertise* nos projetos de tecnologias para águas profundas, além de consolidar a relação entre elas (PR NEWSWIRE, 2004a e 2004b).

Em 2005 a empresa assinou novo acordo de desenvolvimento de equipamentos para a Petrobras, são eles: treze ANMs que alcancem 2.000 metros de profundidade para os

campos de Golfinho e Piranema e, duas ANMs horizontais que resistam a pressão de 15.000 psi para o campo de Cottonwood no Golfo do México (cerca de 2.000 metros de lâmina d'água).

O ano de 2006 foi marcado por dois desenvolvimentos da FMC Technologies para a Petrobras. O primeiro consiste em projetar e fabricar 30 ANMs e equipamentos relacionados para viabilizar a produção a 2.000 de lâmina d'água, o que será realizado na unidade da firma no Rio de Janeiro e deve gerar uma receita de US\$ 80 milhões para a empresa. Há também o projeto de 2 sistemas submarinos de produção de petróleo e gás para o campo de Mexilhão. Este projeto engloba 6 ANMs e 2 *manifolds* e equipamentos relacionados, que suportem altas pressões e temperaturas (10.000 psi e 300° F, ou 148° C) e, tem valor estimado em US\$ 120 milhões e prazo de entrega de dois anos.

A Petrobras através de sua subsidiária estado-unidense encomendou a companhia quatro ANMs horizontais e três *manifolds* e sistemas de controle da produção em 2007, no valor de US\$ 200 milhões para seu campo Cascade & Chinook no Golfo do México, com previsão de entrega de um ano. O projeto inclui dois sistemas submarinos de bombeamento elétrico (ESP) para atuar a 2.600 metros de profundidade. Esta tecnologia objetiva aumentar a produtividade do poço fornecendo mais pressão para a extração do petróleo e é nova no golfo do México. No mesmo ano, a FMC também forneceu dois *manifolds* para produção de gás nos campos de Roncador, Albacora Leste e outros da Bacia de Campos (PIPELINE & GAS JOURNAL, 2007).

Em fevereiro de 2008, a FMC Technologies anunciou o contrato para fornecimento de árvores de natal e sistemas *tie-in* para 11 poços do campo Roncador. O acordo abrange 11 ANMs, 11 *pipeline-end-terminations* (PLETs), 11 *jumpers* rígidos e ferramentas para instalação, os quais deverão ser entregues no final de 2009. O acordo corresponde a US\$ 67 milhões e, a engenharia e a fabricação do projeto serão realizadas na unidade da empresa no Rio de Janeiro (TN PETRÓLEO, 2008).

A Petrobras encomendou a FMC em 2009 um projeto no valor de US\$ 90 milhões. Trata-se do primeiro sistema submarino de separação de petróleo e gás para águas profundas do mundo. O equipamento para separar óleo, gás, água e areia a 900 metros de profundidade aplica a tecnologia desenvolvida em cooperação com a Statoil e, também inclui módulos de separação de ciclone, no qual se trata a água antes de reinjetá-la no reservatório. Este equipamento será utilizado no campo de Marlim. Além de firmar um

contrato para fornecimento de 4 *manifolds* e sistemas de controle relacionados, no valor de US\$ 75 milhões, que será usado no terceiro módulo do campo de Roncador.

#### 4.3.2. Conclusões da interação entre a FMC Technologies e a Petrobras

Conforme podemos observar na tabela 6, a FMC Technologies teve ao longo dos anos 2000 uma relação contínua e estável para o desenvolvimento de equipamentos para a Petrobras. Junto com essa estabilidade verificamos um avanço tecnológico dos bens projetos, os quais são capazes de operar em profundidades crescentes e em condições de elevadas pressões e temperaturas (HP/HT). Essa estabilidade da interação entre as empresas é benéfica e ajuda a reduzir as incertezas do processo inovativo (LUNDVALL, 1988).

A FMC através da construção de seu centro de tecnologia no Rio de Janeiro, próximo ao Cenpes e a UFRJ, demonstra a importância atribuída ao setor petrolífero nacional, em especial da sua relação com a Petrobras, para a empresa. A proximidade entre os centros de tecnologias das empresas reduz as barreiras culturais e tende a facilitar uma maior interação entre elas (LUNDVALL, 1988).

Cabe destacar os frutos positivos da interação entre as empresas para o desenvolvimento de novas tecnologias e viabilização da E&P *offshore* em águas (ultra) profundas, tais como o sistema de separação desenvolvido para o campo de Marlim e os equipamentos que operam em condições de alta pressão e temperatura (HP/HT).

**Tabela 6:** Desenvolvimentos da FMC Technologies para a Petrobras

Ano	Projetos	Localização	Quantidade	Profundidade (metros)
<b>Árvore de Natal Molhada (ANM)</b>				
2001	Albacora Leste	Brasil	2	-
2002	Roncador e Albacora Leste	Brasil	11	2.000
2002	Bacia de Campos	Brasil	-	1.500
2005	Golfinho e Piranema	Brasil	13	2.000
2005	Cottonwood	Golfo do México	2	2.000

2006	Contrato de 3 anos	Brasil	30	2.000
2006	Mexilhão	Brasil	6 (HP/HT)	-
2007	Petrobras' Cascade & Chinook	Golfo do México	4	>2.000
2008	Roncador	Brasil	11	-

***Manifolds, Risers, Sistemas de Controle e Umbilicais***

2001	Albacora Leste	Brasil	3 <i>manifolds</i>	-
2001	Albacora Leste	Brasil	2 sistemas de controle	-
2002	Bacia de Campos	Brasil	5.500 m de <i>risers</i>	-
2002	Roncador	Brasil	1 <i>manifolds</i>	1.892
2004	Roncador	Brasil	sistema de controle	-
2006	Mexilhão	Brasil	2 <i>manifolds</i> HP/HT	-
2007	Petrobras' Cascade & Chinook	Golfo do México	3 manifolds	>2.000
2007	Roncador, Albacora Leste e Bacia de Campos	Brasil	2 <i>manifolds</i>	-
2008	Roncador	Brasil	11 PLETs e 11 <i>jumpers</i>	-
2009	Roncador (módulo 3)	Brasil	4 <i>manifoldse</i> controles	-

**Processamento e Bombeamento**

2007	Petrobras' Cascade & Chinook	Golfo do México	2 sistemas de bombeamento	2.600
2009	Marlim	Brasil	1 sistema de separação	900

**Fonte:** Elaboração própria.

## 5. Considerações finais

O desenvolvimento da indústria petrolífera nacional, aqui representada pela sua maior participante a Petrobras, é marcado por uma estratégia de inovação cooperativa iniciada nos anos 80. A localização da maior parte das jazidas petrolíferas a cerca de 800 metros de profundidade e a inexistência de tecnologias que viabilizassem a exploração e produção de petróleo de gás nestas, justifica a adoção da trajetória de inovação interativa objetivando superar as limitações técnico-produtivas.

Assim, em 1986 a companhia inicia a primeira versão de seu programa de capacitação tecnológica para exploração de águas profundas, o PROCAP 1000. Tal programa de investimentos em P&D correspondeu a 1% do faturamento da estatal, tornando-o um dos maiores programas tecnológicos da história brasileira. A maior parte dos recursos foi destinada ao Cenpes e a execução do projeto foi de âmbito multi-institucional, com a participação de indústria de bens de capital, universidades, companhias petrolíferas, institutos de pesquisa e outros agentes nacionais e estrangeiros.

Nessa primeira versão do PROCAP foram priorizados os aperfeiçoamentos tecnológicos para o *upstream*. Em 1993, diante do sucesso obtido com o PROCAP 1000 e da relevância das atividades de E&P em águas profundas, a Petrobras lança a segunda versão de seu programa de capacitação tecnológica, o PROCAP 2000. Nesta segunda fase reforça-se a estratégia de desenvolvimento tecnológico cooperativo e as inovações radicais ganham maior atenção. A inexistência de programas de transferência de tecnologia refletia a consolidação da posição da estatal enquanto referência internacional em soluções tecnológicas para o *upstream offshore*, como apontado por Freitas (1999).

No fim da década de 1990, concomitantemente as alterações no cenário econômico brasileiro com o processo de abertura comercial e financeira, é posto em prática um novo modelo institucional na indústria do petróleo brasileira. A Lei do Petróleo (1997) que põe fim ao monopólio legal da Petrobras sob as atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e, o regime aduaneiro para importações de equipamentos para o *upstream* criado em 1998, o Repetro, que incentivava às importações em detrimento da produção doméstica, são exemplos das modificações ocorridas, as quais levam a um ambiente mais competitivo.

Dessa forma, o fim da década de 1990 representa uma mudança na concepção da relação da Petrobras com seus fornecedores, abandonando o modelo “paternalista”, em que

a companhia arcava com os maiores custos de transação relacionados à qualidade e os custos extras da produção local, e passa a ser pautado pela concorrência, visando menores custos.

Em meados dos anos 2000, já no Governo Lula, novas diretrizes políticas são postas em prática. Essa mudança na condução da política de compras da Petrobras delibera em favor de um aumento dos níveis de nacionalização dos equipamentos e, indiretamente, dos encadeamentos internos. A política de conteúdo nacional, implementada nas Rodadas de Licitação realizadas pela ANP para a atividade de E&P nos blocos exploratórios, tem a finalidade de estimular, através do critério de pontos nas licitações, o comprometimento dos fornecedores, especialmente os locais.

Neste estudo, analisamos a relação da Petrobras com seus fornecedores de árvore de natal molhada (ANMs) ao longo dos anos 2000, e utilizamos o conceito de interação usuário-produtor (LUNDVALL, 1988), em que as inovações decorrem do processo interativo entre aqueles que as utilizam, chamados usuários (Petrobras), e quem as fornece, os produtores (Aker Solutions e FMC Technologies). A amostra de fornecedores, segundo o cadastro nacional da ONIP, corresponde a 2/3 das empresas que produzem esse equipamento no Brasil.

Em ambos os casos de interação verificam-se importantes desenvolvimentos tecnológicos que podem ser demonstrados pelas crescentes profundidades alcançadas pelos equipamentos. As ANMs, por exemplo, tiveram um aumento de 25% da profundidade suportada ao longo da década de 2000. A profundidade é um importante indicador da fronteira tecnológica dessa indústria e seu aumento implica a necessidade de melhorias e adaptações aos materiais, equipamentos e serviços empregados, uma vez que, modificam-se as condições físicas (temperatura, pressão, distância da costa, ventos, ondas, etc) e geofísicas das reservas de hidrocarbonetos.

Dentre os avanços tecnológicos observados, destacamos o primeiro sistema submarino de separação de petróleo e gás para águas profundas que atuará em lâminas d'água de 900 metros, produzido pela FMC para a Petrobras. Para a interação dessas empresas este tipo de desenvolvimento é importante, pelo papel de inovadoras assumido e, devido ao risco empreendido (ROSENBERG, 1982). Além, de ilustrar a complexidade e importância da relação usuário-produtor na indústria de petróleo, especialmente no caso

brasileiro, diante das exigências de novas tecnologias que permitam a exploração e produção de petróleo em águas (ultra) profundas.

A proximidade geográfica entre as empresas, especialmente seus centros de pesquisa, por favorecer uma maior proximidade cultural, facilitar a troca de conhecimentos e permitir a transformação do *learning-by-using* em inovações, revelou-se crucial para o processo inovativo (LUNDVALL, 1988). A política de compras da Petrobras, através do instrumento de conteúdo nacional, a necessidade de estar próxima a empresa principal, além da possibilidade de as fornecedoras reduzirem custos de adaptação provenientes das especificações técnicas dos equipamentos e, a infra-estrutura técnico-científica, reforçaram a importância da proximidade geográfica das empresas.

As relações contínuas e estáveis entre as empresas, ao longo dos anos 2000, auxiliam na redução da incerteza existente na cooperação e propiciam melhorias das capacitações tecnológicas. Nesse sentido, as relações tornam-se mais efetivas (LUNDVALL, 1988).

## 6. Referências bibliográficas

ALVEAL, C. e CANELAS, A. Investimentos em exploração e produção de petróleo no Brasil após a abertura: impactos econômicos. **Boletim Infopetro, Petróleo e Gás Brasil**, pp. 4-7, junho, 2004.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2010.

BNDES **Perspectivas da Indústria Fornecedora do Setor de Petróleo**, BNDES, Maio/2000.

BP **Statistical Review of World Energy**. British Petroleum, 2010.

CRUZ, R. E. **Simulação dinâmica de dois corpos flutuantes acoplados sujeitos à ação de ondas regulares**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

DANTAS, A.T. **Capacitação tecnológica de fornecedores em redes de firmas: o caso da indústria do petróleo offshore no Brasil**. Tese de Doutorado. IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1999.

DANTAS, E. e BELL, M. Latecomer firms and the emergence and development of knowledge networks: the case of Petrobras in Brazil. **Research Policy** 38, I.5, pp.829-844, junho, 2009.

DE ALMEIDA, E. F. **Dinâmica tecnológica das indústrias energéticas**. Apostila Didática, IE/UFRJ (disponível em: [www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost\\_petroleo.pdf/](http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost_petroleo.pdf/))

DOSI, G. Sources, Procedures and Microeconomic Effects of Innovation. **Journal of Economic Literature**, vol. 26, no. 3, pp. 1120-1171, setembro, 1988.

FRANSMAN, M. **Technology and Economic Development**. Great Britain: Wheatshead Books, 1986.

FREEMAN, C., e PEREZ, C. Structural Crises of Adjustment: Business cycles and investment behavior. In DOSI *et alli*, **Technical Change and Economic Theory**, London, Printer Publishers, 1988.

FREITAS, A. G. **Processo de aprendizagem da Petrobrás: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica. UNICAMP. Campinas, 1999.

FREITAS, A. G. **Novo instrumento de política científica e tecnológica no setor petrolífero nacional:** a experiência do CT-Petro. Disponível em [www.comciencia.br](http://www.comciencia.br), 2002.

FURTADO, A. T. **Petróleo e política tecnológica:** o que aprender com as experiências brasileira e francesa. Tese de Livre-Docência, Unicamp, Campinas, 1995.

FURTADO, A. T. A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção offshore. **Revista Espacios Digital**, v. 17 (3), 1996 (disponível em: [www.revistaespacios.com](http://www.revistaespacios.com)).

FURTADO, A. T. *et al* **A política de compras da Petrobras:** a nova relação contratual. X Congresso Brasileiro de Energia – CBE, Projetos Estruturantes de Energia no Brasil, pp.1729-1744, 2004.

**IEA Key World Energy Statistics.** International Energy Agency, 2010.

**IPT Uma agenda de competitividade para a indústria paulista a indústria de petróleo e gás natural:** transformações contemporâneas e políticas para desenvolvimento no estado de São Paulo. Consultor: José Augusto Gaspar Ruas. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo – IPT. São Paulo, fev./2008.

JENSEN, M. B. *et al* Forms of knowledge and modes of innovation. **Research Policy** 36, pp.680-693, 2007.

KATZ, J. **Importación de Tecnología, Aprendizaje e Industrialización Dependiente.** Mexico: Fondo de Cultura Economica, 1976.

LA ROVERE, R. L. Paradigmas e trajetórias tecnológicas. In PELAEZ, V., e SZMRECSÁNYI, T. (Orgs) **Economia da Inovação Tecnológica.** Editora Hucitec, São Paulo, pp.285-301, 2006.

LALL, S. Technological Learning in the Third World: some implications of technology exports. In: STEWART, F. e JAMES J. (eds) **The Economics of New Technologies in Developing Countries.** London: Frances Pinter, pp. 157-179, 1982.

LUNDEVALL, B. Innovation as an interactive process: from user-producer interaction to the national system of innovation. In: DOSI *et alli*, **Technical Change and Economic Theory**, London, Printer Publishers, 1988

MARTINS, F. **O Fundo CTPetro e o setor produtivo:** análise da política e tecnologia para o desenvolvimento do fornecedor local de equipamentos e serviços para o setor de petróleo e gás natural. Dissertação de Mestrado. DPCT/IGE UNICAMP. Campinas, 2002.

MARZANI, B. S. **Avaliação de competências dos fornecedores locais da indústria de petróleo e gás natural.** Dissertação de Mestrado, DPCT/IGE UNICAMP. Campinas, 2004.

NELSON, R. O capitalismo como motor do progresso. In: **As Fontes do Crescimento Econômico.** Tradução: Adriana Gomes de Freitas. Campinas, SP: Editora da Unicamp (Clássicos da Inovação), pp.89-139, 2006 [1990].

NELSON, R. e WINTER, S. In search of useful theory of innovation. **Research Policy** 6, 1977.

NELSON, R. e WINTER, S. **Uma Teoria Evolucionária da Mudança Econômica.** Campinas: Editora da Unicamp, 2006 [1982].

NORDIC BUSINESS REPORT Norwegian engineering group Aker Solutions ASA wins EUR45m subsea production equipment contract from Petrobras. **Nordic Business Report**, 18/12/2008.

OCDE **Frascati Manual 2002:** Proposed Standard Practice for Surveys on Research and Experimental Development. Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Paris, 2002.

OCDE **Patent Statistics Manual.** Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), 2009.

ONIP **Incentivo ao fornecimento local de bens e serviços.** Nota Técnica, ONIP, fev/2003.

ONIP **A evolução da política de conteúdo nacional no setor de O&G do Brasil.** Nota Técnica, ONIP, jun/2005.

ONIP **Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil.** Palestra Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP, Booz & Co., 2010.

OPEP **World Oil Outlook.** Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEP, 2010

ORTIZ NETO, J. B., e COSTA, A. J. D. A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, v. 61 n. 1 / p. 95–109, Jan-Mar 2007.

ORTIZ, L. **Pesquisa petrolífera no Brasil na fronteira do conhecimento**. Disponível em: [www.comciencia.br](http://www.comciencia.br) , 2002.

**PIB Perspectiva do investimento em energia**. Projeto PIB – Perspectiva do Investimento no Brasil. Documento setorial: petróleo. UFRJ, UNICAMP, BNDES, 2008.

PIPELINE & GAS JOURNAL. FMC To Supply Subsea Systems For Petrobras' Gulf Projects. **Pipeline & Gas Journal**, Dallas, v. 234, Iss. 11A, p. 4, Novembro/2007.

PR NEWSWIRE. FMC Technologies Unit Announces Deepwater Solutions for Petrobras Totaling \$17 Million. **PR Newswire**, Nova York, 09/01/2002 [2002a].

PR NEWSWIRE. FMC Technologies Unit Awarded Contracts Totaling \$16 Million For Subsea Production Solutions Offshore Brazil. **PR Newswire**, Nova York, 04/03/2002 [2002b].

PR NEWSWIRE. FMC Technologies to Provide Subsea Production Equipment for Petrobras' Roncador Project, Offshore Brazil. **PR Newswire**, Nova York, 18/05/2004 [2004a].

PR NEWSWIRE. FMC Technologies to Advance Subsea Processing Technology With Studies for Petrobras and Statoil. **PR Newswire**, Nova York, 19/10/2004 [2004b].

RIBEIRO, P. R. **Engenharia de Perfuração**. Apostila DEP/FEM/UNICAMP, 2000.

ROSENBERG, N. O aprendizado pelo uso. In: **Por Dentro da Caixa Preta: tecnologia e economia**. cap. 6, pp.185-213, Campinas: Editora da Unicamp, 2006 [1978]

ROSENBERG, N. Interdependências tecnológicas na economia norte-americana. In: **Por Dentro da Caixa Preta: tecnologia e economia**. cap. 3, pp.95-130, Campinas: Editora da Unicamp, 2006 [1979].

ROSENBERG, N. Sobre Expectativas Tecnológicas. In: **Por Dentro da Caixa Preta: tecnologia e economia**, cap. 5, pp.163-183, Campinas: Editora da Unicamp, 2006 [1982].

SANT'ANNA, A. A. Brasil é a principal fronteira de expansão do petróleo no mundo. **Visão do desenvolvimento**, n.87, BNDES, 18/10/2010.

SCHUMPETER, J. **Capitalismo, Socialismo e Democracia**. Rio de Janeiro: Zahar, 1983 [1942].

SILVA, R. C. R. S. da e, BRITTO, J. O Aglomerado de Empresas Atuantes no Segmento Off-Shore de Macaé: impactos da política de subcontratação da Petrobras na bacia de Campos. **Revista Brasileira de Inovação**, Rio de Janeiro, 8 (1), p.121-166, janeiro/junho 2009.

SILVESTRE, B. S., e DALCOL, P. R. T. Geographical proximity and innovation: Evidences from the Campos Basin oil & gás industrial agglomeration – Brazil. **Technovation**, 2009.

TN PETRÓLEO. Uma odisséia submarina. **TN Petróleo**, n. 59, pp.20-43, mar/abr, 2008.

VALOR ECONÔMICO Lupatech obtém contrato da Petrobras. **Valor Econômico**, 17/03/2010, [2010a].

VALOR ECONÔMICO. Lupatech assina contrato de válvulas de R\$ 155 milhões com Petrobras. **Valor Econômico**, 06/05/2010 [2010b].

VALOR ECONÔMICO. Brazil: Lupatech to supply offshore platforms cables to Petrobras. **Valor Econômico**, 05/06/2010 [2010c].

VALOR ECONÔMICO. Lupatech fecha dois contratos com Petrobras. **Valor Econômico**, 08/06/2010 [2010d].

VILLELA, A. V. **Empresas do governo como instrumento de política econômica: os sistemas Siderbrás, Eletrobrás, Petrobrás e Telebrás**. Relatório de pesquisa, n. 747. Brasília: IPEA, 1984.

#### **Sites, jornais e revistas consultados:**

Petrobras: [www.petrobras.com](http://www.petrobras.com)

Lupatech: [www.lupatech.com.br](http://www.lupatech.com.br)

FMC Technologies: [www.fmctechnologies.com](http://www.fmctechnologies.com)

Aker Solutions: [www.akersolutions.com](http://www.akersolutions.com)

ANP: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)  
ONIP: [www.onip.org.br](http://www.onip.org.br)  
ProQuest: <http://proquest.umi.com/>  
Valor Econômico: [www.valoronline.com.br](http://www.valoronline.com.br)  
TN Petróleo: [www.tnpetroleo.com.br](http://www.tnpetroleo.com.br)  
Brasil Energia: <http://www.energiahoje.com/>

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.  
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.  
This page will not be added after purchasing Win2PDF.