

# Revista de Ciência e Tecnologia Política e Gestão para a Periferia



ARTIGO/ARTICLE

A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção offshore

André Tosi Furtado

## A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS NA PRODUÇÃO OFFSHORE<sup>i</sup>

André Tosi Furtado

### Sumário

A Petrobrás alcançou uma posição de liderança internacional na produção de petróleo e gás natural offshore em águas profundas a partir de uma trajetória tecnológica apoiada em inovações incrementais, que é característica das empresas inovadoras de países periféricos semi-industrializados. Essa empresa optou, na busca de soluções de produção em águas profundas, por introduzir melhoramentos sobre uma base técnica já dominada: os Sistemas de Produção Flutuantes (SPF). Ao passo que as empresas e instituições líderes da indústria internacional procuraram desenvolver sistemas completamente novos para enfrentar esse desafio. A evolução do ambiente de seleção das tecnologias nessa indústria, caracterizado pela queda dos preços do petróleo após o contra-choque de 1986, levou a que as soluções voltadas para a redução de custos se tornassem vencedoras. A nova trajetória tecnológica dominante na indústria acabou convergindo com a de natureza essencialmente incremental adotada pela empresa brasileira.

**Palavras chaves:** indústria do petróleo; Petrobrás; inovação tecnológica; águas profundas

### Resumé

Petrobrás est arrivé à se placer à l'avant-garde, au niveau mondial, de la production de pétrole et de gaz naturel en eaux profondes grâce à une trajectoire technologique qui s'est appuyée sur des innovation incrementales, laquelle est propre aux entreprises des pays périphériques semi-industrialisés. Cette entreprise a choisi, dans le but de créer des solutions pour produire en eaux profondes, d'introduire des améliorations sur une base technique déjà maîtrisée: les Systèmes de Production Flottants – SPF. Tandis que les entreprises et les organisations leaders de cette industrie ont, pour faire face à ce défi, plutôt cherché à développer des systèmes techniques complètement nouveaux. L'évolution de l'environnement de selection des technologies dans cette industrie, caractérisé par la chute des cours du brut après le contre-choc pétrolier de 1986, a recompensé les solutions technologiques tournées vers la reduction des coûts. La trajectoire technologique dominante de l'industrie a fini par converger avec celle, de nature essentiellement incrementale, de l'entreprise brésilienne.

**Mots Clés:** industrie pétrolière; Petrobrás; innovation technologique; eaux profondes

## 1. INTRODUÇÃO

Os países periféricos costumam absorver de fontes externas grande parte da nova tecnologia que utilizam em seus processos produtivos, principalmente quando esta é de ponta. Entretanto, mesmo que assumam uma posição de receptores de novas tecnologias, um grupo importante de empresas de médio e grande porte realiza um significativo esforço tecnológico. Esse esforço volta-se, principalmente, para um determinado tipo de inovação, de natureza incremental, que se destina à adaptação e à introdução de melhoramentos em processos ou produtos existentes. As inovações são introduzidas preferencialmente sobre bases técnicas já maduras conformando um certo tipo de trajetória tecnológica, específica a esses países. Essas trajetórias tecnológicas, que se apoiam em inovações incrementais, podem levar as empresas desses países a assumir uma posição comercial competitiva, mas dificilmente a alcançar a fronteira tecnológica (Katz, 1976; Lall, 1982; Fransman, 1986).

Este trabalho, baseando-se no estudo de caso da produção brasileira de petróleo offshore, trata de mostrar que uma empresa de grande porte pertencente a um país periférico pode posicionar-se na fronteira tecnológica, mesmo que tenha uma trajetória tecnológica centrada em inovações incrementais. Existem melhores condições para que isto ocorra no contexto de determinados setores em que os desníveis de capacidade de inovação entre as empresas dos países centrais e da periferia são menores. A Petrobrás talvez seja uma das melhores ilustrações dessa tese. Essa empresa logrou alcançar uma posição de liderança em escala internacional na produção de petróleo offshore a grandes profundidades. A altura da lâmina d'água na qual se produz petróleo e gás natural representa uma importante fronteira tecnológica para essa indústria. Alguns países desenvolvidos com grandes indústrias de petróleo offshore (grandes companhias e fornecedores) disputam a liderança nessa área, fundamentalmente os Estados-Unidos e os países europeus que operam no Mar do Norte (Reino Unido, Noruega e França). A presença da estatal brasileira nesse campo representa certamente uma destacável exceção.

Esse estudo de caso serve para aprofundar a reflexão em duas importantes temáticas relacionadas com a dinâmica tecnológica. Em primeiro lugar, de que forma as tecnologias organizadas em sistemas competem entre si e quais são os fatores que influem sobre esse processo. Em segundo lugar, como se comportam especificamente as trajetórias tecnológicas em países periféricos e quais são as condições para que as empresas inovadoras desses países alcancem a fronteira tecnológica. Os dois próximos capítulos deste artigo estão destinados a introduzir essa discussão. No quarto capítulo, apresenta-se especificamente a problemática da indústria do petróleo offshore. Realiza-se uma rápida descrição da importância que o offshore profundo tem para o futuro dessa indústria e faz-se uma apresentação dos principais sistemas tecnológicos em competição nessa área, destacando a liderança adquirida pelo sistema desenvolvido pela Petrobrás. Em seguida, num quinto capítulo, analisa-se a trajetória tecnológica dessa empresa, ressaltando as suas principais etapas até ela alcançar a posição de destaque atual. Na conclusão, elabora-se uma

reflexão sobre os fatores determinantes que permitiram o sucesso dessa trajetória tecnológica apoiada em inovações incrementais.

## 2. COMPETIÇÃO ENTRE SISTEMAS TECNOLÓGICOS

A mudança técnica não ocorre ao acaso ou está exógenamente determinada. Ela faz parte plenamente da mudança econômica. As organizações produtivas são também organizações que aprendem. Nesse sentido, a mudança técnica está associada à experiência dos agentes econômicos, o que a torna um processo específico às circunstâncias e localizado. A seqüência de sucessos e fracassos determina a maneira pela qual os agentes realizam o processo de aprendizagem. Por essa razão, trata-se de um processo cumulativo que também garante, em determinadas seqüências, rendimentos crescentes de aprendizagem.

Portanto, os agentes que utilizam e transformam as tecnologias seguem certos padrões evolutivos. Esses padrões evolutivos são chamados de trajetórias tecnológicas. Esta é definida como o conjunto de características evolucionárias e cumulativas que condicionam o desenvolvimento e as mudanças experimentadas por tecnologias quando se difundem e são utilizadas na produção e em serviços (OCDE, 1992). Esses padrões são definidos por maneiras “normais” de solucionar problemas dentro do quadro de um certo paradigma tecnológico (Dosi, 1982).

As trajetórias tecnológicas possuem características próprias, como o fato de atravessarem certos estágios evolutivos. No início de sua evolução, uma trajetória tecnológica apresenta um grande espectro de possibilidades. Nesse estágio costumam competir diversos sistemas tecnológicos, cada qual apresentando potenciais para tornar-se dominante. Os sistemas tecnológicos são formados por um conjunto de inovações, algumas radicais e outras incrementais, estreitamente interrelacionadas entre si que co-evoluem no contexto de uma determinada trajetória tecnológica.

Entretanto, a medida em que uma trajetória tecnológica progride, o número de sistemas tecnológicos em competição tende a reduzir-se. Apenas um consegue prevalecer sobre os demais, em virtude dos rendimentos crescentes de adoção (Arthur, 1989). De forma que a tecnologia que se beneficia de uma maior adoção no início de uma trajetória pode adquirir uma vantagem decisiva sobre as demais. A partir de um certo estágio, mesmo que ela não seja a mais eficiente potencialmente, ela se torna dominante e as demais são descartadas. Esse processo de redução do raio de opções a apenas uma determinada tecnologia é chamado de *lock in*. Portanto segundo essa perspectiva, o impulso inicial que é dado a uma determinada tecnologia pode explicar que ela venha a se tornar hegemônica.

O grau de incerteza que existe *ex ante* sobre a evolução das diferentes tecnologias em competição implica, como coloca corretamente B. Arthur (1989), em um importante potencial de ineficiência que dependerá de qual for a tecnologia que vier a vencer. Nesse

contexto, algumas variáveis poderão desempenhar um papel importante para a escolha tecnológica tais como os interesses econômicos das organizações envolvidas no processo de inovação, o mercado, os agentes institucionais e as forças políticas.

O *lock in* em apenas um determinado sistema tecnológico pode ser considerado como um caso extremo, onde uma tecnologia ganha um avanço suficiente para eliminar as demais. Depende, como ressalta adequadamente Ruttan (1996), de que os rendimentos crescentes sejam estáveis. Entretanto, na maioria dos casos convivem vários sistemas em competição porque as economias de escala e os ganhos de adoção do sistema tecnológico líder não são suficientes para possibilitar a supressão das demais tecnologias. As possibilidades de escolha tecnológica se mantêm suficientemente diversificadas, mesmo que com o amadurecimento das trajetórias ocorra uma redução da gama de opções.

A escolha entre sistemas tecnológicos, tendo em vista o caráter localizado do processo de aprendizagem, torna-se uma competição entre empresas e mesmo entre espaços econômicos, cada qual apostando no desenvolvimento de um determinado sistema tecnológico. Muitas vezes a competição de tecnologias é uma competição entre países cujos governos apoiam seus grupos empresariais nacionais, através de múltiplos mecanismos como o fomento à P&D industrial e o financiamento das primeiras séries de produção. Mas as grandes empresas multinacionais, mesmo sem o apoio de seus respectivos governos, estabelecem acirradas competições entre si para fazer prevalecer seu próprio sistema tecnológico em escala mundial.

Que elementos irão determinar que uma tecnologia seja mais usada do que as demais em sua etapa inicial de desenvolvimento? Existem fatores determinantes que são, pelo lado da oferta, o potencial de desenvolvimento de uma determinada tecnologia. Esse potencial está relacionado às expectativas que as empresas têm do retorno de seus investimentos em inovação, as quais estão condicionadas, a sua vez, pelas oportunidades tecnológicas e pelo grau de apropriabilidade da tecnologia (Nelson, 1988). Essas oportunidades são dificilmente previsíveis com grande exatidão, dado o elevado grau de incerteza que caracteriza a atividade de busca tecnológica.

Pelo lado da demanda, existem outros elementos de ordem econômica que podem ter reflexos sobre essa escolha tais como o tamanho do mercado, a influência sobre os demais mercados e as oportunidades produtivas (acesso a preço favorável a determinados insumos). O ambiente de seleção das tecnologias tem também uma grande importância para o desfecho da competição tecnológica. Esse ambiente incorpora a influência de fatores político-institucionais. A área energética constitui uma importante ilustração da importância que os fatores político-institucionais têm para a competição tecnológica. Nessa área, onde as tecnologias usadas têm grande repercussão sobre o meio-ambiente, a mobilização da população dos países desenvolvidos contra as ameaças da tecnologia nuclear de geração elétrica frustrou as apostas que os governos desses países e grandes grupos empresariais haviam feito nesse sistema tecnológico.

Em síntese, uma grande variedade de fatores, que atuam no início de uma determinada trajetória tecnológica, podem induzir a adoção de um dado sistema tecnológico mais do que outro. Esses fatores têm uma influência muito duradoura. Eles são muito variados e dependem do contexto específico em que ocorre essa etapa de constituição de uma tecnologia. No caso em análise, verifica-se que a baixa do preço do petróleo no mercado mundial desde meados da década de 80 modificou fortemente o ambiente de seleção das tecnologias de produção favorecendo a adoção de inovações poupadoras de custo.

### **3. TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA NOS PAÍSES PERIFÉRICOS**

A competição tecnológica, tal como ela foi analisada no item anterior, ocorre fundamentalmente entre as grandes empresas dos países desenvolvidos. Essas empresas posicionam-se na fronteira tecnológica e disputam a liderança com outras grandes empresas.

As empresas dos países periféricos limitam-se em acompanhar a certa distância a evolução internacional porque carecem de capacitação tecnológica e de porte suficientes para alavancar grandes volumes de investimentos com forte conteúdo de risco necessários ao processo de inovação. Os governos costumam ser mais fracos e os mercados internos de menor tamanho.

As vantagens competitivas das empresas dos países periféricos relacionam-se ao acesso vantajoso a determinados insumos (matérias-primas, mão-de-obra) ou a mercados internos protegidos. Os países latino-americanos têm o seu processo de industrialização muito centrado na proteção do mercado interno. Em base a esse tipo de protecionismo, as empresas desenvolveram determinadas seqüências evolutivas de mudança técnica que são específicas a esses países (Katz, 1987).

O tamanho mais reduzido dos mercados, a maior dificuldade de acesso a insumos de qualidade similar aos do exterior, infra-estruturas deficientes, instabilidade macro-econômica são alguns dos principais traços que diferenciam o ambiente seletivo das empresas de países periféricos. Essas especificidades, ao mesmo tempo em que são limitantes, constituem importantes desafios tecnológicos. As empresas têm de realizar uma série de esforços tecnológicos para adaptar os produtos e processos que transferem às condições locais. As menores escalas de produção demandam importantes esforços de adaptação em matéria de engenharia de processo. O desenvolvimento da produção requer, na falta de fornecedores confiáveis, a internalização de atividades industriais que extrapolam o campo de atuação normal de uma firma em um país desenvolvido. Essas atividades resultam em importantes esforços de engenharia, nas áreas de manutenção, desenho e até fabricação de bens de capital.

O ambiente competitivo específico dos países em desenvolvimento tem levado às empresas a apresentar um certo padrão de mudança técnica, que configura um estilo próprio de

trajetória tecnológica. Nesse contexto, algumas empresas bem sucedidas apresentam um nível adequado de capacitação tecnológica para operar eficientemente suas plantas produtivas, adquirir e colocar em funcionamento novas plantas, e aumentar constantemente a produtividade através da introdução regular de inovações incrementais. Entretanto, essa capacitação é insuficiente para alcançar a fronteira tecnológica, sobretudo no que se relaciona à capacidade de inovar. Essas empresas conseguem apenas ser boas seguidoras, contando dificilmente com uma capacidade de inovação à altura para ocupar uma posição de liderança na fronteira tecnológica.

A rigor pode-se afirmar que os países periféricos têm uma trajetória própria que segue a certa distância a trajetória tecnológica internacional. Esta última se desloca em função da competição entre sistemas situados na fronteira tecnológica internacional.

Ao passo que a trajetória dos países periféricos acompanha essa evolução a certa distância, a qual está determinada pelo tamanho do *gap* tecnológico que os separa dos países avançados. Nesse sentido, pode-se supor que a capacitação das empresas depende em grande parte do nível relativo da economia nacional ou regional. De fato, a capacitação tecnológica dessas empresas está relacionada, em grande medida, à qualidade das interações com múltiplos agentes inovadores dentro de sistemas nacionais de inovação (Freeman, 1988; Lundvall, 1988; Nelson, 1993).

Nesse contexto, é difícil conceber que empresas e indústrias de países periféricos possam ter uma posição de destaque no plano da inovação internacional, mesmo porque a trajetória tecnológica desses países não converge com a trajetória dominante<sup>ii</sup>. Ela se move em ambientes próprios, de economias que sofrem da escassez crônica de recursos e são pouco propensas a inovações radicais. Portanto, não se justifica que a trajetória tecnológica de uma empresa de país periférico, apoiada essencialmente em inovações incrementais, possa ter condições de sucesso à nível da fronteira tecnológica internacional.

Considerando todos esses pontos levantados pela literatura sobre mudança técnica em países periféricos, como se explica que a Petrobrás tenha logrado alcançar uma posição de liderança tecnológica internacional?

Este fato, um pouco fora do comum, deve chamar a atenção para a complexidade do tema da competição tecnológica, sobretudo quando se trata de sistemas para o setor energético. No campo da energia se travam as mais importantes competições tecnológicas deste fim de século, que têm importantes desdobramentos sócio-ambientais (Martin, 1996). A compreensão desse contexto fica ainda mais dificultada porque não existe ainda, entre os autores que se debruçaram no estudo da história das tecnologias, um quadro teórico muito consolidado a respeito de como as tecnologias já estabelecidas competem com as novas. O estudo da história da energia indica que existe um processo evolutivo pelo qual as antigas tecnologias acabam deixando o palco para as novas. A partir de certo momento algumas tecnologias maduras esgotam seu potencial de inovações ao mesmo tempo que elas

umentam exponencialmente as externalidades ambientais negativas (Kemp & Soete, 1993). Em decorrência, os custos de produção e de uso das antigas tecnologias crescem substancialmente, tornando as novas mais atraentes. O estudos sobre história da tecnologia têm contribuído pouco, entretanto, para entender o comportamento inverso, ou seja, quando as tecnologias antigas são regeneradas pelas novas, e têm seu período de sobrevida prolongado por essa razão. Esse período costuma ser ainda mais longo quando as tecnologias dominantes usufruem de substanciais economias de aprendizagem e de adoção.

A indústria do petróleo é tipicamente uma indústria originária da segunda revolução industrial, onde as inovações radicais ocorreram entre as últimas décadas do século passado e meados deste. Pode-se dizer que essa indústria estava sofrendo um certo fenômeno de rendimentos decrescentes no pós-guerra. Isso ocorria porque os custos não paravam de crescer sobretudo quando se tratava do petróleo marginal a ser descoberto e explorado com novos métodos de produção, o chamado petróleo de fronteira. Entretanto, a emergência de um novo paradigma técnico-econômico apoiado nas tecnologias da informação está de certa forma regenerando a trajetória tecnológica dessa indústria. Os novos petróleos, sobretudo aqueles localizados em águas profundas estão tendo um reganho de interesse muito em função dos importantes avanços que foram obtidos na tecnologia de produção (Boy de la Tour, 1994; Martin, 1996).

Se a trajetória tecnológica de um país periférico como o Brasil ocupa uma posição de destaque na evolução da tecnologia offshore é porque esse processo de regeneração da indústria do petróleo passa pela redinamização de bases técnicas existentes, muito mais do que por saltos ou grandes descontinuidades tecnológicas. Certos estudos já mostraram que as inovações incrementais têm um papel decisivo para o dinamismo econômico, mesmo nos países desenvolvidos (Enos, 1962; Hollander, 1965; Rosenberg, 1976; Sahal, 1982). Pode-se supor, como o faz Sahal (1982), que quando um desenho básico está definido (*technological guidepost*), as inovações se dão fundamentalmente no sentido de favorecer a sua difusão. Entretanto, no contexto das águas profundas não há ainda propriamente o domínio de um dado sistema, senão a competição entre sistemas tecnológicos alguns mais e outros menos emergentes.

A produção de petróleo em águas profundas é tipicamente um caso de uma nova atividade industrial, para a qual ainda não há um sistema tecnológico hegemônico. É até possível que nenhum dos sistemas atualmente em competição venha ser dominante dado as características próprias da difusão tecnológica nesse setor. Em todo caso essa competição se trava entre diversos sistemas tecnológicos que representam as principais regiões produtoras. Nesse contexto, uma empresa petroleira de país periférico assume a liderança tecnológica apoiada em inovações incrementais aplicadas a um sistema existente. As grandes companhias que optaram por sistemas tecnológicos novos tiveram menos sucesso. Ocorre, conseqüentemente, uma maior sobrevida de um sistema existente a partir de inovações incrementais, ao passo que sistemas novos ainda não lograram desenvolver seqüências de aprendizagem suficientemente produtivas para tornarem-se dominantes.

## **4. A INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL OFFSHORE**

O petróleo e o gás natural produzidos em águas profundas deverão ocupar um lugar importante no abastecimento energético mundial. De fato, observa-se que a produção mundial de petróleo e de gás natural manteve-se em crescimento constante, desde 1985, acompanhando o consumo energético. Projeta-se que os hidrocarbonetos são e devem continuar sendo a principal fonte de energia usada no mundo no horizonte dos próximos 25 anos. A participação destes é estimada em 56% do abastecimento energético mundial para o ano 2020 (Alazard et Montardet, 1993). Nesse contexto, o offshore desempenhará um papel cada vez mais importante na determinação do montante das reservas e da produção mundial de petróleo e gás natural, embora os hidrocarbonetos provenientes destas jazidas sejam de maior custo. Hoje, 30% da produção de petróleo é proveniente das plataformas marítimas. Explica-se, em parte, o desenvolvimento da produção offshore pelo impacto que os dois choques do petróleo provocaram na organização e no nível tecnológico da indústria do petróleo. O desenvolvimento da produção offshore se deu fora do âmbito dos grandes exportadores da OPEP, como recurso dos países desenvolvidos importadores para reduzir sua dependência externa.

A indústria offshore nasce verdadeiramente nos anos 50 no Golfo do México. Desde então ela se expande para o Mar do Norte, que se torna a principal província petrolífera offshore. O desenvolvimento dessa indústria tem sido acompanhado pelo aumento da profundidade das lâminas d'água. O descobrimento de novas jazidas em offshore está ocorrendo em águas cada vez mais profundas, nas principais zonas produtoras do Golfo do México, Mar do Norte, África, América do Sul e Ásia. Portanto, o aumento do potencial de produção de petróleo requer que se desenvolvam tecnologias capazes de produzir a grandes profundidades (Boy de la Tour et alii, 1986).

O desafio tecnológico que é colocado para a indústria do petróleo offshore encontra-se principalmente do lado do desenvolvimento de sistemas de produção que sejam adequados à valorização de jazidas localizadas em águas profundas. De fato, a tecnologia para perfuração a grandes profundidades já existe desde a década de 60, podendo em princípio alcançar 5000 metros. A mesma observação se aplica à tecnologia de levantamento geofísicos submarinos. O grande gargalo tecnológico consiste em instalar sistemas de extração, condicionamento e transporte de petróleo e gás natural que sejam confiáveis e tenham custos competitivos.

As condições desse desafio tecnológico variam de acordo com a região produtora. Mesmo o termo de águas profundas tem uma aceção variável dependendo da província geológica. No Mar do Norte, jazidas localizadas sob lâminas d'água superiores a 200 metros são denominadas de águas profundas; já no Brasil e no Golfo do México, consideram-se profundidades superiores a 400 metros.

O avanço para essas áreas vem ocorrendo desde a década de 80. Entretanto, a evolução tecnológica na indústria do petróleo foi muito afetada pelo comportamento dos preços. O volume de investimentos na exploração e desenvolvimento de petróleo caiu substancialmente a partir do início dos anos 80 (Tabela 1). Esses investimentos retomaram no final da década, principalmente fora dos Estados-Unidos. O ambiente no qual eles ocorreram esteve condicionado pela busca de custos de produção mais baixos. A produção offshore sobreviveu melhor a esse novo contexto da indústria do petróleo que as demais tecnologias de fronteira. De fato, ela continuou aumentando de 735 milhões de toneladas em 1985 para 900 milhões de toneladas, em 1992, apoiando-se, crescentemente, no desenvolvimento da tecnologia em águas profundas, ao passo que outros projetos de fronteira como o xisto bituminoso ou as areias asfálticas foram praticamente paralisados (Boy de la Tour, 1994).

**Tabela 1**

**Investimentos em Exploração e Produção da Indústria Mundial de Petróleo (bilhões de US\$)**

	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992
Estados-Unidos	37,0	52,2	48,1	24,8	24,0	24,5	18,5
Resto do Mundo	35,1	39,2	35,8	29,6	30,5	36,0	44,0
Total	72,1	91,4	83,9	54,5	54,5	60,5	62,5

**Fonte: IFP, 1992**

**4.1 Os grandes desafios tecnológicos da indústria do petróleo após o contra-choque de 1986**

A queda abrupta do preço do petróleo, em 1986, criou uma nova realidade para a indústria. As cotações que haviam alcançado 40 US\$ por barril, no início da década, e vinham se mantendo em 29 US\$, para o Arabian Light, no preço oficial da OPEP, despencaram naquele ano para chegar em 10 US\$. A cotação voltou a subir mas se estabilizou desde então em torno de 16-20 US\$, se for excluído o curto período de explosão dos preços em 1990, quando as tropas iraquianas invadiram o Kuwait, e a evolução excepcional recente (1996-97). Esse novo cenário gerou uma série de constrangimentos para as grandes companhias de petróleo que eram responsáveis pelo desenvolvimento de grande parte dos petróleos mais difíceis, situados na parte marítima da plataforma continental.

De forma geral, tanto para o offshore como para o onshore, a indústria do petróleo foi impelida a buscar novas soluções que resultassem em cortes dos custos de exploração e produção. Esse novo ambiente de seleção das inovações foi certamente redirecionando as trajetórias tecnológicas na indústria para a busca de soluções mais econômicas.

As novas tecnologias desempenharam um importante papel na introdução de inovações poupadoras de custos. As inovações que mais impactaram a atividade do setor foram a sísmica 3D (três dimensões), a qual melhorou consideravelmente a eficácia dos levantamentos sísmicos na detecção de reservas, reduzindo as necessidades de perfuração e melhorando o conhecimento do subsolo, e a perfuração horizontal, que melhorou o aproveitamento dos reservatórios e reduziu também a necessidade de perfuração (Boy de la Tour, 1994). É importante ressaltar que a primeira inovação derivou fundamentalmente do desenvolvimento e aplicação de novos instrumentos e métodos informáticos à indústria de prospecção geológica.

Do lado dos sistemas de produção marítimos, as inovações começaram a ser pautadas pela necessidade de redução de custos. O custo desses sistemas costuma variar entre centenas de milhões e bilhões de dólares. A plataforma Hibernia, que está prevista para entrar em operação durante o ano de 1997 ao leste de Terra Nova, custando entre US\$ 5 e 6 bilhões, incluindo-se o desenvolvimento dos poços (Hibernia, 1997). De forma que um dos principais objetivos das inovações introduzidas nos sistemas de produção passa a ser a redução de custos. Em todo mundo, presenciou-se a emergência de novos conceitos de plataformas mais econômicas, como as plataformas sem tripulação (*unmanned*), que são completamente automatizadas e podem ser controladas a distância. Em águas profundas tenderam a predominar dois tipos de conceitos que serão apresentados a seguir.

#### **4.2 Os conceitos de sistemas de produção offshore**

O desenvolvimento da produção offshore fez-se, em grande medida, a partir de plataformas fixas. Essa tecnologia foi desenvolvida entre as décadas de 30 e 50, primeiro na Venezuela e depois no Golfo do México. Elas consistem em grandes estruturas metálicas que repousam sobre o subsolo marinho. Nesse sistema, a árvore de natal (conjunto de válvulas que controla a produção do poço) e as unidades de processamento da produção estão posicionados sobre a plataforma: é a chamada completação seca.

A tecnologia de perfuração seguiu uma evolução diferenciada. O desafio principal consistia na construção de sondas marítimas móveis. As primeiras sondas foram instaladas sobre barcas no Golfo do México no final dos anos 30. Porém, sondas especificamente adaptadas para essa função foram desenvolvidas posteriormente. Os barcos sondas foram introduzidos nos anos 40, mas a verdadeira inovação consistiu nos *jacks-ups* ou plataformas auto-elevatórias, que datam da década de 50 (George, 1994). Na mesma época, foram lançadas sondas sobre as plataformas semi-submersíveis. Posteriormente, na década de 60

dentro do quadro do programa Mohole, patrocinado pela National Science Foundation, desenvolveu-se a tecnologia de perfuração de posicionamento dinâmico, para grandes profundidades<sup>iii</sup>.

Várias outras tecnologias complementares foram desenvolvidas paralelamente para possibilitar a produção offshore: as mais importantes foram as de colocação de dutos de escoamento da produção e as de sísmica em meio marítimo.

Esse conjunto de tecnologias possibilitou uma expansão contínua da produção offshore, inclusive para o Mar do Norte que, a partir da década de 70, passou a rivalizar com o Golfo do México em ordem de importância para o volume de investimentos. Todavia, no início da década de 80 ficou cada vez mais claro que embora existisse tecnologia sísmica e de perfuração para atuar em águas profundas, o mesmo não ocorria com a de produção. O sistema tecnológico de produção, apoiado em plataformas fixas, constituído no Golfo do México deveria de ser radicalmente reformulado para alcançar profundidades maiores.

Na verdade, a extensão das tecnologias em funcionamento no Golfo do México, nas décadas de 50 e 60, para o Mar do Norte já demandara importantes aprimoramentos: as profundidades em que se passara a trabalhar excediam os 100 metros de lâmina d'água e as estruturas, que tiveram de ser fabricadas para explorar as jazidas localizadas no centro e ao norte dessa região, eram de gigantescas dimensões. Elas foram fabricadas para enfrentar condições climáticas extremamente adversas como enormes ondas centenárias de 30 metros de altura. No caso das plataformas de concreto, essas estruturas eram capazes de estocar grandes volumes de produção e até mesmo de enfrentar o gelo.

As primeiras aplicações da tecnologia de completação molhada, a qual consiste em colocar a árvore de natal debaixo d'água, foram introduzidas no Mar do Norte. Mas elas foram consideradas marginais, por terem apenas a finalidade de viabilizar a produção em regiões de difícil acesso e sem infra-estrutura de escoamento. Foi nessa região que se desenvolveram os primeiros sistemas de produção flutuante (SPF), durante a década de 70. Esses sistemas eram compostos de árvores de natal molhadas (ANM), *template*, *risers* e barco que efetuava o processamento e estocagem da produção. Esse sistema foi aplicado à Bacia de Campos, cujo desenvolvimento iniciou-se praticamente na mesma época. As vantagens eram as seguintes: permitir uma produção rápida; a utilização de poços de exploração; pôr em operação campos marginais a custos mais baixos; recuperar as instalações e reutilizá-las; melhorar o escoamento da jazida; pôr em funcionamento campos em águas profundas (Susbielles, 1980).

Mesmo assim, o SPF foi concebido inicialmente como sendo apenas um sistema de produção feito para operar provisoriamente ou em campos marginais. As plataformas fixas continuavam sendo o sistema de produção dominante. A necessidade de se pensar em novos conceitos surgiu apenas quando tornou-se imperioso valorizar reservas a grandes profundidades.

De fato, as plataformas fixas sejam elas de aço ou cimento não podiam ser utilizadas em águas profundas, por uma questão de custos crescentes. Esses tendiam a aumentar exponencialmente de acordo com a profundidade. A plataforma da Shell Oil instalada em Bullwinkle no Golfo do México a uma profundidade de 411 metros é, até hoje, a plataforma fixa mais profunda do mundo. Sua instalação, ocorrida em 1988, constitui uma proeza em termos de engenharia dada a dimensão das jaquetas.

Em função dessa limitação técnica do sistema de produção dominante, a década de 80 presenciou a emergência de novos conceitos que deveriam substituir a plataforma fixa no desenvolvimento de campos petrolíferos situados em águas profundas. Eram soluções que deveriam permitir a exploração da jazida a partir de árvores de natal secas (instaladas sobre a superfície da água), mas que utilizavam novos tipos de plataformas capazes de ter uma certa flexibilidade de movimento entre a superfície do mar e o subsolo. Entre as soluções mais importantes haviam as plataformas de torre complacente, de torre articulada e de pernas atirantadas, esta última denominada em inglês de *tension-leg platform* (TLP). Das duas primeiras soluções, apenas um projeto de torre complacente foi implantado no Golfo do México para a Exxon, a 305 metros de profundidade.

Em compensação, a TLP teve um maior sucesso, sendo desenvolvida para profundidades bem superiores a da torre complacente. Ela constituiu-se na tecnologia preferida das grandes companhias, que apostaram em seu desenvolvimento para solucionar o desafio da produção em águas profundas. Existem, na atualidade, seis TLP em funcionamento: três no Golfo do México (Joliet a 536, Auger a 871 e Mars a 896 metros) e três no Mar do Norte (Hutton a 149, Snorre a 310 e Heidrun a 345 metros). A plataforma de Heidrun foi implantada em 1995 e é a primeira a ser construída em concreto. Em 1996 foi instalada uma nova TLP pela Shell no campo de Mars, a mais profunda da atualidade.

Um outro conjunto de tecnologias que despertou grande interesse da parte das empresas líderes foi o do bombeio multifásico e da separação associada ao bombeio submarino. Essas tecnologias podem facilitar o aproveitamento de jazidas em águas profundas, trazendo os hidrocarbonetos para águas mais rasas onde eles seriam processados em plataformas tradicionais. Elas permitirão um melhor aproveitamento da energia dos poços, na medida em que o bombeio for realizado a partir do fundo do mar, melhorando o fator de recuperação dos reservatórios. Entretanto, essas tecnologias ainda estão hoje, uma década depois dos primeiros projetos terem sido lançados, em estágio experimental à espera de uma aplicação em escala industrial. A Petrobrás 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 (Offshore, dezembro 1994). Provavelmente, essas tecnologias, que ainda se encontram em fase de teste para águas rasas, deverão tardar algum tempo até tornar-se operacional em águas profundas.

### **4.3 Comparação entre os SPF e as TLP**

No lugar de escolher a tecnologia da TLP para desenvolver a produção em águas

profundas, onde lidera a Shell Oil, filial americana da Royal Dutch Shell, a Petrobrás optou por um sistema de produção alternativo. As razões que a levaram a fazer essa escolha singular serão analisadas mais adiante. Aqui procede-se a uma breve comparação entre os dois sistemas.

O SPF operado pela Petrobrás manteve a sua liderança nos recordes de profundidade, embora a Shell Oil, com a implantação da TLP de Auger em 1994, tenha adquirido uma efêmera liderança na instalação de plataformas e poços. Entretanto, a Petrobrás restabeleceu rapidamente sua vantagem. No mesmo ano, ela instalou uma ANM a 1027 metros de profundidade. Paralelamente, implantou a maior plataforma semi-submersível e a única especificamente desenhada para águas profundas a 910 metros e dutos até 886 metros assumindo, novamente desde então, a liderança mundial em profundidade de poço, plataforma e sistema de dutos.

O que nos importa não é apenas saber quem detém a liderança, mas se o sistema adotado pela Petrobrás resulta ser operacional e mais econômico que a TLP. Embora existissem sérias dúvidas inicialmente quanto a possibilidade de extensão dos SPF para grandes profundidades, devido a questões de segurança e operacionalidade, esse sistema logrou responder aos principais desafios que lhe foram colocados graças a uma série de aperfeiçoamentos e modificações que foram sendo introduzidos nos sistemas de amarração e conexão, além do desenvolvimento da tecnologia de instalação. Ao passo que a TLP demonstrou não ser ainda uma tecnologia completamente madura. Algumas das plataformas apresentaram sérios problemas de estabilidade como o efeito de ressonância (*ringing*). Por isso, as empresas de engenharia estão pensando em introduzir uma nova geração de TLP, denominadas de TRP (*Tension Raft Jacket*) cuja base, desta vez de concreto, se encontraria a uma profundidade muito maior, estabilizando a plataforma (LeBlanc, 1995).

Desempenho mais satisfatório dos SPF foi acompanhado também por uma maior rentabilidade econômica. Na realidade, esses sistemas apresentaram uma série de vantagens sobre os demais, como um menor tempo de instalação, a possibilidade de servirem como unidades provisórias de produção e a possibilidade de remoção para novos espaços. O sistema de produção de Marlim I, que envolveu a construção de uma nova plataforma, custou no total US\$ 1,331 bilhões para uma produção de 100.000 bbl/dia de petróleo e de 1.017 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Já o sistema baseado numa TLP de Auger apresentou um custo total quase equivalente de US\$ 1,2 bilhões para uma produção de 46.000 bbl/dia de petróleo e de 3.540 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural. A Tabela 2 mostra algumas comparações de custo de desenvolvimento entre o SPF e a TLP.

**Tabela 2****Comparação do Custo de Desenvolvimento de Alguns Sistemas de Produção Offshore em Águas Profundas**

	Capacidade de Produção (mil bep/dia)(*)	Custo Total de Desenvolvimento (milhões de US\$)	Custo de Desenvolvimento/ Capacidade de Produção (US\$/bep/dia)
Piloto Marlim	50.000	295	5.900
Marlim I	106.000	1.331	12.556
Albacora I	206.600	1.916	9.273
Auger	68.085	1.200	17.625

**(\*): inclui gás natural**

**Fonte: Serplan-Petrobrás, 1992 e Abbott et alii, 1995**

Deve-se salientar que muitas das semi-submersíveis usadas nos SPF da Petrobrás são plataformas de perfuração recondicionadas. O que não foge da regra internacional. Apenas 2 das 24 plataformas semi-submersíveis de produção em uso no mundo são novas, entre as quais a Petrobrás XVIII que opera no campo de Marlim. As diferenças de custo entre sistemas novos e recondicionados são substanciais, como indica uma comparação entre o piloto de Marlim (uma plataforma recondicionada) e Marlim I (Tabela 2).

As grandes companhias operadoras têm reconhecido que os SPF apresentam melhores custos e opções para o desenvolvimento de campos produtores em águas profundas. Todavia, a solução que vem sendo apontada por companhias como a BP para o desenvolvimento dos campos em águas profundas situados nas West Shetlands é a do FPSO (“Floating Production Storage Offloading System”) (Frazer, 1995). As novas versões desse sistema integram num único barco a unidade de processamento e o sistema de ancoragem, anteriormente ligado a uma monobóia. No início de 1995 haviam 27 FPSO em funcionamento no mundo e 11 estavam em construção. Entre os que estão em funcionamento 40% são novas construções, enquanto o restante é de unidades reconvertidas. O custo do FPSO pode variar bastante dependendo dessas características, do tamanho e sofisticação, entre US\$ 50 e 750 milhões (OGJ, 8/5/95).

O uso do barco está se mostrando ainda mais vantajoso que o da plataforma pela sua maior capacidade de carregamento tanto de unidades de processamento como de estocagem de petróleo e mesmo de gás natural. Existem novos desenvolvimentos que poderão embutir

unidades de processamento de gás natural (liquefação ou produção de metanol). Essa nova orientação da indústria está tendo repercussões importantes para o desenvolvimento de novos sistemas pela Petrobrás.

## **5. A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS**

A Petrobrás constitui um caso interessante para estudos de capacitação tecnológica em nível da firma de países em desenvolvimento. Além de monopolizar a indústria de petróleo nacional, configura-se na maior empresa do Brasil. Faturava, em 1993, US\$ 15 bilhões e investia US\$ 118,5 milhões em P&D, o que também lhe conferia a liderança da pesquisa industrial no país. Fruto desses investimentos, direcionados fundamentalmente à implementação de um esforço tecnológico próprio, a empresa tem logrado avanços significativos na produção de petróleo em águas profundas. Tais avanços têm merecido grande destaque e projetado a Petrobrás no âmbito da indústria do petróleo internacional.

O sucesso empresarial na indústria do petróleo se relaciona a um conjunto de fatores associados às estratégias adotadas pela própria firma, endógenos, e a outros tantos que lhe são exógenos, próprios às características gerais da indústria, à estrutura do mercado consumidor, e ao comportamento da economia. Retomando a visão evolucionista (Nelson e Winter, 1982), a trajetória tecnológica da empresa pode ser definida como a interação dos processos de aprendizagem cumulativo realizado pela empresa com o ambiente externo que incentiva e seleciona determinadas rotinas e estratégias inovativas.

O ambiente de seleção externo não se restringe apenas ao mercado. Merecem realce na indústria do petróleo, os condicionantes macro-econômicos, políticas setoriais, aspectos geopolíticos, aspectos geológicos e de localização das reservas.

### ***5.1 A trajetória da Petrobrás no período que precede o salto para a produção***

A Petrobrás adotou desde sua criação uma estratégia no campo da tecnologia que pode ser considerada de realista no quadro de um país periférico. O país carecia de experiência produtiva na indústria do petróleo; não dispunha igualmente de um tecido industrial de fornecedores. Portanto, o desafio que desde o início se colocava à empresa era de implantar atividades produtivas ao longo da cadeia petrolífera e ao mesmo tempo iniciar e consolidar o processo de implantação de uma rede de fornecedores.

Nesse contexto, a estratégia inicialmente desenvolvida pela Petrobrás consistia em se qualificar como um bom comprador de tecnologia externa. Essa tecnologia vinha na forma de importantes projetos industriais, como as refinarias de petróleo e os serviços industriais, dirigidos às áreas de exploração-produção. O esforço tecnológico da empresa dirigia-se

para a formação de recursos humanos. Logo após sua criação constituiu o CENAP (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo), em colaboração com a Universidade do Brasil, com a finalidade principal de formar recursos humanos.

A formação de RH tinha, na realidade, duas finalidades principais: dotar os quadros técnicos de uma capacidade de compra de tecnologia; e depois, aprimorar a capacidade operacional dos equipamentos em uso. Mas a própria atividade de formação de recursos humanos levou, em seu bojo, um embrião de pesquisa industrial. Assim atuava dentro do CENAP um setor de pesquisa e análise que realizava tarefas de apoio à produção: testes de petróleo, análise de rochas e águas, os primeiros estudos sobre rendimento e exames para o controle de qualidade simulados em plantas pilotos (Gomes de Freitas, 1993). Em virtude da constituição de um núcleo de técnicos capacitados em desenvolver atividades de P&D, foi se consolidando, dentro da empresa, a vontade de institucionalizar essa função dentro da empresa. Em 1963, ainda no governo democrático, é proposta a criação de um centro de P&D na empresa. Esse centro foi criado institucionalmente em 1966, passando a se chamar de Cenpes. Mas o seu verdadeiro desenvolvimento somente ocorreria na década 70, quando ele foi transferido para a Ilha do Fundão, dispondo a partir de então de instalações de grande porte adequadas às suas necessidades. Durante essa década o centro ampliaria consideravelmente o seu porte. Surgiram as principais superintendências de Pesquisa Industrial (1976), Engenharia Básica (1976) e de Exploração e Produção (1979).

Porém, mesmo contando com um centro de P&D, a Petrobrás estava longe de ter alcançado uma posição que a habilitasse a inovar. De fato, embora fosse uma importante emanção do processo de aprendizagem tecnológica que se constituía dentro da empresa, o Cenpes estava longe de haver formado os elos com os departamentos operacionais que impeliriam uma sinergia suficiente entre geração e difusão de tecnologia. Na realidade, os departamentos operacionais prosseguiram em sua própria lógica de serem bons compradores e operadores de tecnologia importada, sem sentirem necessidade de recorrer propriamente à geração interna de tecnologia.

As atividades de P&D, que se estabeleceram dentro do Cenpes durante a década de 70, estavam principalmente voltadas para o *downstream*. As equipes que se expandiram estavam relacionadas à pesquisa química (Diquim), de Refino (Diter) e Petroquímica (Dipol). O setor de engenharia básica, também, orientava suas atividades para a elaboração e prestação de serviços na área de refino e petroquímica. A consolidação dessas atividades permitiu que a empresa melhorasse sua capacidade de negociação de pacotes tecnológicos, resultando num maior domínio sobre o processo de transferência de tecnologia. Por outro lado, ela possibilitou que o Cenpes iniciasse pesquisas visando a desenvolver tecnologias de processo. Todavia, esses desenvolvimentos ocorreram em áreas marginais, como o processo de conversão álcool etílico em eteno para a álcoolquímica.

O verdadeiro entrosamento entre o Cenpes e os departamentos operacionais somente aconteceu com o deslocamento do eixo dinâmico da empresa do *downstream* para o *upstream*.

## 5.2 A guinada para o upstream a partir de 1980

O grande salto produtivo que a empresa realizou se deu com o desenvolvimento em grande escala da produção offshore durante a primeira metade da década de 80. Nesse período, a produção de petróleo triplicou, passando de uma média diária de 182 mil bbl, em 1980, para 546 mil bbl, em 1985 (Tabela 3).

**TABELA 3**  
**Produção de petróleo (mil bbl/dia)**

	1980	1985	1990	1992	1995(*)
Terra	107	154	188	198	190
Mar	75	392	443	455	500
Total	182	546	631	653	690

(\*) até setembro anualizada

Fonte: Petrobrás

Os investimentos necessários para o desenvolvimento e implantação de sistemas de produção no mar costumam ser muito elevados (Giraud & Boy de la Tour, 1986). Os sistemas permanentes, constituídos por plataformas, tubulações submarinas, cabeças de poços, entre outros, envolvem investimentos da ordem de centenas de milhões de dólares, podendo ultrapassar a barreira do bilhão como foi visto anteriormente. A implantação e operação desses sistemas requer que a empresa detenha um certo nível de capacitação tecnológica.

Sendo a tecnologia *offshore* de fronteira, o seu desenvolvimento exigiu que as companhias petrolíferas e os seus fornecedores realizassem um esforço interno em P&D, consideravelmente maior ao que costumavam fazer. As companhias dos países europeus, especialmente, foram impelidas a desenvolver internamente a engenharia básica dos sistemas de produção marítimos (Bell and Oldham, 1988), uma vez que concentraram seus interesses no Mar do Norte, após o primeiro choque do petróleo.

Na Petrobrás, a prioridade que essa empresa deu a produção de petróleo no mar a partir de meados da década de 70 provocou um efeito semelhante. A empresa necessitou desenvolver um esforço tecnológico interno muito maior ao que realizara até então. Por conta dessa mudança, a atividade de engenharia básica se expandiu e se consolidou na empresa. Os investimentos em P&D cresceram consideravelmente ao longo da década de 80, alcançando 0,7% do faturamento da empresa no final da década.

### 5.3 O salto para a inovação

O novo patamar de capacitação tecnológica não foi alcançado de forma súbita, mas resultou de um longo processo de aprendizagem e maturação. As condições necessárias para o salto tecnológico foram sendo criadas desde o início dos anos 80, quando a Petrobrás ampliou suas importações de tecnologia e de bens de capital permitindo que se iniciasse o processo de aprendizagem “*in house*”.. Quando montou os primeiros sistemas marítimos permanentes, ela absorveu um importante fluxo de tecnologia proveniente de agentes externos.

Na realidade, a consolidação de uma capacidade de concepção de sistemas de produção *offshore*, não emanou propriamente do Cenpes. Ela surgiu diretamente nos departamentos operacionais. Em função da implantação de unidades de produção antecipada, desde o final da década de 70, formaram-se grupos de engenheiros capazes de conceber esses sistemas no Depro (Departamento de Produção) e no Gespa (Grupo Especial de Sistema de Produção Antecipada), que reunia técnicos de vários departamentos (Gomes de Freitas, 1993). A concepção e operação desses sistemas produtivos requeria uma dose importante de criatividade por parte das equipes brasileiras e foram o embrião dos conceitos posteriormente desenvolvidos pelo Cenpes. Com esses sistemas buscava-se antecipar a produção de campos marítimos antes que os sistemas permanentes de produção, constituídos em geral por uma plataforma fixa, fossem implantados.

Os sistemas de produção antecipada (SPA) eram compostos de uma ANM, de risers flexíveis, de uma monobóias 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. A produção em base a esses sistemas atingiu seu auge em 1983 (ela cresceu de 2,7 mil bbl/dia em 1977 para 90 mil bbl/dia em 1983) (Alvarenga, 1985).

Em 1983, os diversos grupos de engenheiros, que ajudaram à concepção dos SPA, foram integrados na Superintendência de Engenharia Básica do Cenpes. Ao mesmo tempo, se produzia uma nova orientação dos investimentos da empresa. Procedeu-se a implantação dos sistemas de produção permanente na Bacia de Campos. Volumosos investimentos foram mobilizados com essa finalidade. A tecnologia empregada foi adquirida de empresas de engenharia estrangeiras, o setor de engenharia básica incumbindo-se de fazer o desempacotamento. Esse desempacotamento foi muito bem sucedido, na medida em que para a etapa seguinte, a empresa logrou adquirir o domínio da capacidade de realizar o projeto básico. Os sistemas de produção permanentes implantados no Pólo Nordeste da Bacia de Campos (7 plataformas fixas entre 1986 e 1987) tiveram o projeto de engenharia básica gerado na Superintendência de Engenharia Básica do Cenpes.

Enquanto a capacitação em projeto, adquirida até meados dos 80, tinha por finalidade reproduzir tecnologias em uso, o desenvolvimento de sistemas de produção em águas mais profundas que 300 metros representava um desafio muito maior para a empresa. Tratava-se

de uma autêntica inovação. Os reservatórios gigantes, descobertos em meados da década de 80 na Bacia de Campos, boa parte situados em profundidades de 400 a 2000 metros, colocavam um novo desafio para a empresa. Para enfrentá-lo a Petrobrás teve que romper com a sua estratégia anterior de desenvolvimento tecnológico. Até então, ela buscava adquirir externamente tecnologias já comprovadas internacionalmente para depois dominá-las, adotando uma estratégia de empresa seguidora. Mas o desenvolvimento dos novos campos em águas profundas, de longe os maiores descobertos até então no país, oferecia uma oportunidade única para que ela optasse por soluções próprias, uma vez que essa tecnologia ainda não estava disponível internacionalmente.

A Petrobrás poderia ter buscado contratar, de empresas estrangeiras, o desenvolvimento da tecnologia necessária à exploração dos campos em águas profundas, mesmo que essa tecnologia ainda não estivesse disponível. Existiam concepções novas adequadas a essas condições na prancheta das empresas de engenharia e dos centros de pesquisa europeus e americanos. Mas a Petrobrás optou pelo desenvolvimento interno. A razão reside no domínio que ela adquirira sobre a tecnologia dos SPF a partir da operação e concepção de sistemas de produção antecipada. Outra razão talvez seja o custo elevado e a própria incerteza associados a esses novos desenvolvimentos.

Para enfrentar o desafio da inovação, a Petrobrás criou, em 1986, um grande programa tecnológico o PROCAP 1000 (Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas), de dimensão multi-institucional, cuja meta principal era desenvolver tecnologia para produzir petróleo até 1000 metros de profundidade. Esse programa representa, sem dúvida, uma importante opção da empresa que buscava consolidar uma trajetória tecnológica baseada em sistemas de produção flutuantes, iniciada anteriormente.

Ademais dos SPA, a Petrobrás começou a utilizar as plataformas semi-submersíveis, já na primeira metade da década de 80, no lugar das fixas, como sistemas permanentes de produção em áreas com profundidades de água superiores a 200 metros. Essa solução apresentava custos sensivelmente inferiores a de outros sistemas para essas profundidades. De fato, como foi mencionado, os custos das plataformas fixas aumentam exponencialmente com relação a profundidade. Essas plataformas foram adotadas no Pólo Nordeste da Bacia de Campos, porque a profundidade média era pequena (80 a 100 metros). Mas quando se tratou de implantar sistemas de produção em profundidades superiores a 200 metros a empresa recorreu ao uso de sistemas flutuantes de produção.

“Esses sistemas de produção flutuantes constam basicamente de 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”. (Freire 1986, p. 66)

Havia, em 1986, onze SPF operando na Bacia de Campos, os quais produziam 145.000 bbl/dia. A maciça utilização desses sistemas permitiu que a Petrobrás se tornasse a líder mundial nessa tecnologia. Partindo, pois, de uma tecnologia importada, a empresa começou a adaptá-la às condições locais de produção e aos seus propósitos, através de um processo cumulativo de inovações incrementais. Essa tecnologia que, como foi visto anteriormente, havia sido desenvolvida durante a década de 70 no Mar do Norte com a finalidade de antecipar a produção e explorar campos marginais, apresentava importantes vantagens: menor custo fixo, um tempo de implantação mais curto e o seu caráter modular que permitia ir acompanhando o desenvolvimento de um campo. A escolha tecnológica fundamental que a Petrobrás fez na época foi buscar adaptá-la para a produção permanente. Entre 1977 e 1983, foram concebidos e postos em operação 14 SPA (Sistemas de Produção Antecipada). O domínio que a empresa adquiriu sobre essa tecnologia, que exigiu o desgargamento de certos problemas, como os de conexão, processamento e escoamento da produção, permitiu transformar os SPA em sistemas de produção permanentes, ou seja, em SPF.

Iniciando uma trajetória tecnológica original, a Petrobrás buscou introduzir aperfeiçoamentos que possibilitassem “esticar” o uso dos SPF para profundidades de até 400 metros. Esse domínio foi alcançado em meados da década de 80. Todavia, a parte da tecnologia embutida no *hardware* ainda era quase toda adquirida de fontes externas. As plataformas semi-submersíveis foram compradas no exterior; o sistema de tubulações flexíveis também<sup>iv</sup>. O que a empresa desenvolveu, durante a primeira metade da década de 80, em *hardware*, em associação com os estaleiros navais nacionais, foi a capacidade de reverter as sondas semi-submersíveis em plataformas de produção.

O Procac representou, de fato, uma solução de continuidade com a trajetória tecnológica que a Petrobrás adotara. A estratégia desse programa consistia essencialmente em esticar a trajetória tecnológica dos SPF para profundidades cada vez maiores. Contudo, para adequar os SPF às condições muito mais difíceis das águas profundas, era necessário alcançar um domínio muito maior sobre essa tecnologia, tanto em *hardware* como em *software*. Em *hardware*, a estratégia do programa consistia em absorver a tecnologia existente internacionalmente para depois redesenhá-la, adicionando melhoramentos e modificações que permitissem adaptá-la às novas condições de produção. De modo que o projeto básico das plataformas semi-submersíveis, aptas a operar nos campos gigantes de Marlim e Albacora, foi adquirido de uma firma estrangeira. A Divisão de projetos básicos de exploração coordenou um programa de transferência de tecnologia, junto à empresa de engenharia sueca Gotaverken Arendal, para desenvolver uma plataforma semi-submersível de grande porte (100.000 bbl/dia). Dado que essa plataforma fora concebida originalmente para a perfuração, os técnicos da Petrobrás precisaram adaptar o projeto básico, dando origem a plataforma Petrobrás XVIII. Em decorrência do domínio adquirido, novas modificações foram introduzidas que permitiram definir um novo projeto próprio de plataforma concebida para operar nas condições específicas da Bacia Campos. Esse

processo de adaptação e aprimoramento possibilitou um corte da ordem de 30% dos custos (Gomes Freitas, 1993). Todavia, essa nova plataforma 100% Petrobrás, chamada de “Vitória Régia”, ficou em nível de conceito básico sem aplicações.

Nessa mesma linha, no quadro do Procap, a Petrobrás redesenhou e aperfeiçoou um conjunto de equipamentos complementares que foram adaptados para atuar em lâminas d’água de até 1000 metros. Entre esses se destacam as ANM, os templates manifolds, os sistemas de ancoragem e de risers flexíveis, as monoboias, etc. O desenvolvimento das principais tecnologias de hardware foi realizado pela própria empresa, embora em certos casos empresas nacionais ou estrangeiras participassem de alguns dos projetos do Procap. O VOR (veículo de operação remota), um robô submarino concebido e fabricado pela empresa de engenharia carioca Consub para operar sob 1000 metros, foi o único equipamento de porte desenvolvido por uma empresa nacional.

Alguns desses desenvolvimentos conceituais não foram comercializados posteriormente, como nos casos da plataforma semi-submersível, da ANM, do Octos 1000<sup>v</sup> ou do VOR. Entretanto, os conhecimentos adquiridos pelos projetos foram decisivos para que a Petrobrás enfrentasse o desafio das águas profundas. Esses conhecimentos foram repassados aos fabricantes de bens de capital ou incorporados em novos projetos conceituais que foram posteriormente implantados.

Ao mesmo tempo, dentro do quadro do Procap, a estatal brasileira adquiriu uma importante capacitação tecnológica em serviços complementares (*software*), que talvez seja um dos seus mais importantes trunfos na atualidade. Assim, o Cenpes desenvolveu junto ao departamento de produção a capacidade de instalar ANM, templates manifolds e risers sem o recurso de mergulhadores, em grandes profundidades. Normalmente, usam-se mergulhadores para instalar cabos-guias que possibilitam a descida das partes desse equipamento com precisão até o local de produção. Como o mergulho está limitado operacionalmente em até 400 metros, torna-se extremamente difícil instalar ANM em profundidades superiores a essa. Com tal propósito, a Petrobrás desenvolveu um conhecimento operacional que é praticamente único no mundo de instalar ANM a grandes profundidades. O mesmo ocorreu com a instalação de dutos. Esse *know-how* foi o objeto da outorgação do prêmio da OTC (Offshore Technology Conference), em 1992. Os records premiados foram os de instalação de ANM, monobóias e de dutos a grandes profundidades.

A explicação mais lógica para que a Petrobrás tenha adotado uma estratégia tecnológica, baseada em inovações incrementais, é o seu menor custo e risco. Entretanto, a empresa não desconsiderou a perspectiva da descontinuidade tecnológica. Com efeito, sempre houveram dúvidas quanto às possibilidades de esticar a tecnologia dos SPF para profundidades superiores a 1000 metros.

Os pontos críticos dos SPF são a questão da segurança associada a instalação e operação de equipamentos como as ANM, que se tornam cada vez mais caros a medida em que aumenta a profundidade. O risco de explosões na cabeça do poço (*blow-out*), constitui um

importante desafio. Por outro lado, há o problema das conexões entre a cabeça de poço e a plataforma, principalmente, dos risers flexíveis. Estes, além de serem cada vez mais caros, a medida em que a profundidade aumenta, colocam o problema do peso que pode ser tão grande a ponto de “afundar” a plataforma semi-submersível. Uma das mais importantes soluções desenvolvidas pela empresa, no quadro do 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. Eles representam uma solução de continuidade para a estratégia de esticar a tecnologia dos SPF.

Presentindo o esgotamento da tecnologia dos SPF, a Petrobrás começou a pensar em termos de descontinuidade tecnológica. No contexto do Procap, a empresa buscou dominar, em nível de projeto, tecnologias como as da TLP e do bombeio multifásico. A TLP, como foi mencionado anteriormente, é uma tecnologia já operada em alguns locais, competindo em profundidade com a da Petrobrás. A Petrobrás ciente desses desenvolvimentos, realizou no contexto do Procap um contrato de transferência de tecnologia com a joint-venture americano-norueguesa Fluor-GVA. Posteriormente, os técnicos do Cenpes desenvolveram o projeto conceitual de uma TLP para operar nas condições da Bacia de Campos, em profundidades de até 1000 metros.

A tecnologia do Bombeio Multifásico ainda se encontra em estágio experimental. A Petrobrás participa de contratos de cooperativos que servem para financiar a P&D executada nesse campo por determinadas empresas e centros de pesquisa. Esses contratos cooperativos permitem a Petrobrás ter acesso aos conhecimentos obtidos com os desenvolvimentos dessa tecnologia.

A estratégia tecnológica da Petrobrás teve até o momento fortes traços de empresa de país periférico, uma vez que, ao invés de optar por um sistema tecnológico novo, mais ousado, escolheu aperfeiçoar a base técnica que já dominava, baseada nos sistemas flutuantes de produção (SPF), mesmo que esse sistema ainda não operasse em águas profundas. Mesmo assim, essa estratégia não ignorou a possibilidade de descontinuidade, mantendo em permanência um monitoramento das principais evoluções tecnológicas da indústria. Esse tipo de estratégia tem sido muito bem sucedida e permitiu que a empresa mantivesse a liderança mundial em águas profundas.

#### **5.4 *Tendências recentes na década de 90***

Para desenvolver os novos conceitos tecnológicos gerados pelo PROCAP 1000, a Petrobrás teve que superar uma série de dificuldades externas, dentre as quais sobressaiu-se a sua realidade financeira. Os planos elaborados pela empresa demandavam investimentos anuais da ordem de US\$ 4 bilhões. Entretanto, apenas a metade desses recursos foram executados nos últimos anos, colocando a empresa numa situação difícil de ter que rever seus planos iniciais (Furtado e Muller, 1994).

A realidade financeira da empresa, que veio se agravando desde a segunda metade da década de 80, não era condizente com essas metas de investimento. O faturamento da empresa caiu aproximadamente da metade, em termos reais, durante a década de 80, comprometendo fortemente sua capacidade de investimento. Note-se que essa queda não teve origem na retração da produção mas, sim, no valor das tarifas fixadas pelo governo.

Frente a esse quadro relativamente desfavorável, a empresa foi levada a dar continuidade a sua estratégia incrementalista na década 90, somente que desta vez alinhando-se com a evolução da indústria internacional. Nesse contexto, até mesmo a estratégia tecnológica elaborada no quadro do Procap 1000 está sendo revista. Os planos de industrializar conceitos próprios de plataformas semi-submersíveis, como a Vitória Régia, para valorizar campos de águas profundas estão sendo paulatinamente deixados de lado, à espera de dias melhores. Aparentemente a Petrobrás XVIII terá sido a única plataforma nova encomendada pela empresa. Agora a empresa está partindo para soluções mais econômicas.

As novas iniciativas voltadas para o desenvolvimento da produção em águas profundas têm se caracterizado pela escolha de soluções mais modestas. De fato, a terceira unidade, a ser instalada no campo de Marlim, com capacidade de produção de 100.000 bbl/dia, deverá ser uma plataforma semi-submersível de perfuração transformada pelo estaleiro nacional Verolme Ishibrás. O custo do empreendimento está sendo avaliado em US\$ 165,5 milhões, o qual é bem inferior ao da Petrobrás XVIII que foi de US\$ 272 milhões.

Entretanto, as mudanças na estratégia da empresa são ainda mais radicais, já que ela vêm manifestando interesse em abandonar o conceito das plataformas semi-submersíveis para aproximar-se daquele dos FPSO. A Petrobrás está acelerando a transformação de navios petroleiros usados nessas unidades. Os custos estimados situam-se na faixa dos US\$ 100 a 160 milhões (Gazeta Mercantil, 8/11/95). Está sendo prevista a instalação de um FPSO no campo de Barracuda que será recorde mundial de profundidade em 840 metros de lâmina d'água (OGJ, 8/5/95).

Essa mudança de postura frente à inovação está alterando a natureza dos programas tecnológicos da empresa. O Procap 2000, que é continuação do programa homônimo, pretende permitir que a empresa alcance profundidades de produção de até 2000 metros, possibilitando a valorização de todo o potencial de reservas existentes na Bacia de Campos, estimado em torno de 8 bilhões de barris. Os projetos desse programa, ao todo onze, podem ser reagrupados em duas categorias importantes: os projetos que são destinados a melhorar o desempenho dos SPF (perfuração e estabilidade de poços horizontais e alta inclinação; controle de blow-outs, de escoamento da produção, etc.); e aqueles destinados a trabalhar com conceitos completamente novos (sistema de separação submarina, bombeio multifásico, bombeio centrífugo, novos conceitos de plataformas com completação seca e molhada). Os esforços destinados ao desenvolvimento de novos componentes dos SPF como ANM, template, risers e plataformas e as técnicas de colocação desses sistemas, que foram tão importantes para o Procap 1000, estão curiosamente ausentes desse programa.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Petrobrás é reconhecida internacionalmente como uma empresa que se encontra na fronteira tecnológica internacional, no que diz respeito à exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas. E o que talvez seja mais importante, ela é considerada como sendo a empresa líder nesse campo. Este fato é atualmente matéria de consenso em todos os foros que trabalham sobre o tema. Ela detém os principais recordes de produção em águas profundas.

O fato que uma empresa de um país em desenvolvimento assuma a liderança, por um período bastante longo superior a dez anos, em um campo de vanguarda do avanço tecnológico, é, sem dúvida, um fenômeno singular em toda a história do petróleo. Essa observação se torna ainda mais contundente se for levado em consideração que a trajetória tecnológica dessa empresa se apoia em inovações incrementais.

De fato, quando a Petrobrás enfrentou o desafio de produzir em águas cada vez mais profundas, ao invés de apostar em inovações radicais, ou seja, no desenvolvimento e na adoção de sistemas verdadeiramente novos, ela, ao contrário, optou por uma estratégia tecnológica de natureza incrementalista, a qual consistia no melhoramento e aperfeiçoamento do sistema de produção que ela dominava: o SPF.

Essa estratégia conformou uma trajetória tecnológica que se enquadra nos moldes que foram descritos por certos autores sobre a mudança técnica em países em desenvolvimento (Katz, 1976 e 1987; Bell, 1984; Lall, 1982; Fransman, 1986). De certa forma a empresa brasileira adotou essa trajetória tecnológica por falta de escolha. Os escassos recursos financeiros e tecnológicos, associados ao imperativo de aumentar a produção interna de petróleo, não ofereciam outra opção a não ser a de buscar aperfeiçoar o sistema que já operava.

Causa certa perplexidade que a Petrobrás tenha alcançado a liderança tecnológica, através de uma trajetória tecnológica que se apoiava em inovações incrementais, em um campo de tão grande importância como o offshore profundo, no qual competem as grandes empresas de países líderes. Na realidade, essa indagação não tem uma resposta simples. Combinaram-se, por um lado, importantes oportunidades e, por outro, escolhas tecnológicas que resultaram ser adequadas.

As oportunidades surgiram principalmente no campo da geologia. As descobertas que foram feitas pela Petrobrás resultaram ser, na segunda metade da década de 80, as maiores realizadas até então nessas profundidades. Elas de certa forma justificaram que a empresa se empenhasse pioneiramente em desenvolver os sistemas de produção. Para se ter uma ordem de grandeza, as descobertas feitas nos campos de Marlim e Albacora eram da ordem

de vários bilhões de barris, enquanto os campos em águas profundas no Golfo do México correspondiam, na época, apenas a centenas de milhões de barris. O campo de Auger apresenta reservas estimadas de 220 milhões de bep.

Essa situação atualmente já está evoluindo consideravelmente a medida em que a produção em águas profundas torna-se cada vez mais factível. Já existem 3 a 4 bilhões de bep descobertos no Golfo do México. Estima-se que esse potencial chegue entre 9 a 15 bilhões de bep (Bourgeois, Abril 1995). Na zona de águas profundas situadas no oeste das Ilhas Shetland, as estimativas variam de 4 a 8 bilhões de bbl (Beckman, agosto 1995).

Entretanto, as oportunidades geológicas não constituem uma razão suficiente para explicar o sucesso da trajetória tecnológica da Petrobrás, mesmo que, no caso brasileiro, houvesse uma necessidade imperiosa de aumentar a produção para atender a demanda interna. Na realidade, as principais razões desse sucesso foram a escolha apropriada do sistema de produção e uma estratégia de desenvolvimento tecnológico coerente, de caráter incrementalista. De fato, ao não apostar em novos sistemas e ao apoiar seus desenvolvimentos em melhoramentos do SPF, a Petrobrás fez, pioneiramente, a opção tecnológica que acabaria vingando em toda indústria.

A razão, que fez com que a trajetória tecnológica dominante na indústria do petróleo convergisse com a da Petrobrás, reside essencialmente na alteração do ambiente de seleção das tecnologias a partir do contra-choque do petróleo. As estratégias de busca para desenvolver a produção em águas profundas, que predominavam nessa indústria até então, apelavam para inovações radicais. As expectativas que foram colocadas nos novos sistemas de produção acabaram não se confirmando frente ao quadro relativamente deprimido dos investimentos que caracterizou a indústria desde o contra-choque. Entretanto, a indústria do petróleo esteve longe de ficar estagnada tecnologicamente. Ao contrário, sob o impulso das novas tecnologias introduziram-se uma série de inovações que permitiram redinamizar a base tecnológica existente. Essa evolução acabou sancionando a opção tecnológica da Petrobrás, a qual foi determinada pela sua posição de empresa de país periférico.

Como a aprendizagem tecnológica é um processo de natureza cumulativa, a vantagem inicial adquirida pela empresa brasileira, foi se consolidando a medida em que novas descobertas geológicas foram sendo feitas e em que novos conceitos foram sendo implantados. Foi visto neste artigo que os sistemas tecnológicos com um avanço inicial sobre os demais podem tornar-se hegemônicos, devido aos rendimentos crescentes de adoção. Entretanto, para que o processo aprendizagem tecnológica da empresa brasileira fosse bem sucedido, ela teve que adotar uma atitude cada vez mais ativa frente à inovação, a qual se traduziu no lançamento de importantes programas tecnológicos.

Deve-se salientar que a postura de organizar e lançar grandes programas tecnológicos com a finalidade de desenvolver tecnologia para águas profundas é quase única no contexto da indústria do petróleo, na qual predomina um certo recuo dos investimentos em P&D das grandes empresas, principalmente durante a década de 90 (Economides, 1995). O Procap é

o único programa tecnológico de âmbito internacional para águas profundas junto com o *Deepstar*. Este é um programa apoiado por um consórcio de companhias petrolíferas encabeçado pela Texaco que tem por finalidade desenvolver tecnologia de águas profundas a custo acessível no Golfo do México. A Petrobrás, através do Procap, tem assumido uma posição de liderança institucional ao ter promovido pioneiramente projetos industriais associados. Essa fórmula assume uma importância crescente nos desenvolvimentos futuros da indústria do petróleo (Mercier, 1995).

Entretanto, o avanço tecnológico adquirido pela empresa estatal não foi suficiente para que o Brasil lograsse se tornar um exportador de tecnologia, de equipamentos ou de serviços na indústria offshore. A relativa fraqueza do *spill over* da atividade inovativa da Petrobrás para os fornecedores nacionais se deve a certas particularidades da trajetória tecnológica setorial. De fato, as operadoras (companhias petrolíferas) detêm parcialmente o controle da tecnologia que usam, a outra parte estando em mãos de fornecedores. Como os mais importantes fornecedores são empresas multinacionais e a indústria nacional de bens de capital carece cruelmente de capacitação tecnológica em produto, não propiciou-se um ambiente favorável ao desenvolvimento de um pólo exportador.

Não resta dúvida que esses fornecedores estrangeiros estão realizando um importante aprendizado operando junto a Petrobrás em águas profundas. Nesse caso, se destaca a empresa francesa Coflexip que recebeu o prêmio *Distinguished Achievement Award* da Offshore Technology Conference de 1995 pela produção de tubos flexíveis e sobretudo pela colocação desses tubos em grandes profundidades (JTP, abril 1995). Ora, a maioria dos métodos de colocação de tubos a grandes profundidades, como a instalação de risers flexíveis sem mergulhadores e os métodos de colocação vertical de sistemas de conexão em forma de “jota” previamente amarrados à ANM, na realidade, foram desenvolvidos em estreita colaboração com a Petrobrás e foram patenteados por esta empresa. Portanto, em grande parte, o mérito da Coflexip incumbe à empresa brasileira. Esses métodos estão sendo aplicados com sucesso por Coflexip em outras zonas produtoras como as do Mar do Norte.

A empresa brasileira, cada vez mais consciente da fraqueza tecnológica dos fornecedores nacionais e da generalização dos SPF como sistema tecnológico dominante, agora na forma de FPSO, preocupa-se menos em desenvolver os seus componentes, deixando essa incumbência para os fornecedores internacionais, como demonstra a análise que foi feita da carteira de projetos do Procap 2000.

Certamente a experiência bem sucedida da Petrobrás demonstra que estratégias tecnológicas apoiadas em inovações incrementais têm alguma chance de serem bem sucedidas e mesmo de alcançarem a fronteira tecnológica. O fato que a evolução econômica recente tenha sancionado inovações poupadoras de custo, ao invés de inovações mais radicais de produto, certamente influenciou nesse quadro. Entretanto, não pode se deixar de reconhecer que a indústria do petróleo apresenta melhores chances de sucesso para as

empresas de países em desenvolvimento, ao se comportar como uma indústria tecnologicamente madura. Com um coeficiente de gasto em P&D sobre o faturamento de 0,8% nos Estados-Unidos em 1993, ela se coloca muito abaixo de outras indústrias como a de saúde (10,6%), automobilística (4%), eletro-eletrônica (5,5%), química (4%), informática (8%), aéro-espacial (4,2%) (BusinessWeek, 27/6/94). Nesse contexto, os gastos de P&D no campo da exploração e produção realizados pela Petrobrás ocupam uma respeitável posição dentro do cenário internacional. Com um gasto de US\$ 45 milhões a empresa brasileira está em sexto lugar no ranking internacional, perdendo apenas, em ordem de importância, para Schlumberger (270), Arco (118), Halliburton (100), Elf (100) e o Instituto Francês do Petróleo (92) das instituições que responderam ao PetroResearch do Journal of Petroleum Technology (JPT, abril e maio 1994). Certamente estão ausentes importantes empresas como a Royal Dutch Shell, Exxon, Mobil e Texaco que realizam gastos provavelmente superiores aos da empresa brasileira. Entretanto, o volume do dispêndio realizado pela Petrobrás, que é sem dúvida o maior entre os países em desenvolvimento, associado a seu tamanho relativo que a coloca entre as grandes, mostra como puderam se criar condições para que ela alcançasse a fronteira tecnológica em determinadas atividades.

Comparativamente aos demais setores industriais, os setores maduros, onde existem importantes empresas nos países em desenvolvimento, oferecem maiores oportunidades a processos de *catching up* e até mesmo de *leapfrogging*. Mesmo assim, esses fatores estruturais não podem de forma alguma ocultar a importância das trajetórias tecnológicas das empresas nesses processos.

## BIBLIOGRAFIA

ABBOTT, P.A. D'SOUZA, R.B. SOLBERG, I.C. & ERIKSEN, K. Evaluating deepwater development concepts. *Journal of Petroleum Technology*, p. 314-321, April 1995

ALAZARD, N. et MONTARDET, L. Ressources pétrolières pour le XXI siècle: quel avenir?. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v.48, n.1, janvier-février, p. 69-82, 1993

ALVARENGA, M. M. Produção de petróleo no Brasil: evolução e perspectivas in LÈBRE LA ROVÈRE, E. PINGUELLI ROSA, L. e RODRIGUES, A. P.(eds) Economia & tecnologia da energia. Rio de Janeiro: Finep-Ed. Marco Zero, 1985

ARTHUR, B. Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events. *The Economic Journal*, n.99, March, p. 116-131, 1989

BECKMAN, J. Action in dormant areas spurring revival of european E&P. *Offshore*, p. 31 e 80, August 1995

BELL, R. M. Learning and the accumulation of industrial technological capacity in developing countries in FRANSMAN, M. & KING, K. Technological Capability in the Third World. London: Macmillan, 1984

BELL, R.M. et OLDHAM, C. H. G. Oil companies and the implementation of technical change in offshore operations: experience in development drilling and the design and operation of production facilities in the North Sea. SPRU: report n.2, April 1988

BOURGEOIS, T. M. Brief: Auger Tension-leg Platform: conquering the deepwater Gulf of Mexico. *Journal of Petroleum Technology*, p. 312-313, April 1995

BOY de la TOUR, X. GADON, J-L. et LACOUR. J.-J. Nouveaux pétroles: quel avenir?. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v.41, n.4, p. 1-20, juillet-août 1986

BOY de la TOUR, X. Technologies pétrolières: les nouvelles frontières. *Revue de l'Energie*, n. 456, p.105-112, février 1994

BUSINESS WEEK What's the word in the lab? Collaborate, p. 78, June 27, 1994

DOSI, G. Technological paradigms and technological trajectories. A suggested interpretation of the determinants and direction of technical change. *Research Policy*, v.11, p. 147-162. 1982

DUQUE DUTRA, L. E. Evolution technologique, structure industrielle et trajectoire des entreprises: revision théorique et études des activités de prospection et d'exploration pétrolière. Tese de Doutorado, Universidade de Paris-Nord, 1993

ECONOMIDES, M. J. The state of r&d in petroleum industry. *Journal of Petroleum Technology*, p. 586-588, July 1995

ENOS, J.L. Invention and innovation in the petroleum industry, in The rate and direction of inventive activity: economic and social factors. Princeton University Press for National Bureau of Economic Research, Princeton, New Jersey, 1962

FRANSMAN, M. Technology and economic development. Great Britain: Wheatshead Books, 1986

FRAZER, F. Atlantic corridor likely hotspot for FPSO development. *Offshore*, p. 36, August 1995

FREEMAN, C. Japan: a new national system of innovation?"1988, in DOSI G. et alii (eds) Technical Change and Economic Theory. Pinter Publishers, 1990

FREIRE, W. Exploração e produção em águas profundas. *Brasil Mineral*, n. 36, p. 63-86, Novembro 1986

FURTADO, A. e MULLER, N. Competitividade da indústria de extração e refino de petróleo. Nota técnica setorial do complexo químico. IE/UNICAMP-IEI/UFRJ-FDC-FUNCEX, Campinas, 92 p. 1994

GAZETA MERCANTIL, Velhos navios explorarão petróleo. p. C-1, 8 de novembro 1995

GEORGE, D. Offshore's own publication: recording the events (1954-1994). *Offshore*, p. 34-56, April 1994

GIRAUD, A. e BOY DE LA TOUR, X. Géopolitique du pétrole e du gaz. Paris: Ed. Technip, 1987

GOMES de FREITAS, A. Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas. Campinas: Tese de Mestrado: DPCT-Unicamp, julho de 1993

HIBERNIA (1997), Homepage do projeto Hibernia, <http://www.hibernia.ca>.

HOLLANDER, S. The sources of increased efficiency. MIT University Press, 1965

INSTITUT FRANÇAIS du PETROLE. L'industrie parapétrolière française - Résultats de l'enquête 1992. Séminaire annuel COPREP-CEP&M, 32 p. Paris: 21 octobre 1992

JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, 1994 Petroresearch Survey Reports on R&D Worldwide, April 1994

JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, 1994 Petroresearch Survey Tracks Petroleum Budgets. Plan, May 1994

JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, Weidler, Coflexip receive OTC Achievement Awards. p. 269, April 1995

KATZ, J. Domestic technology generation in LDCs: A review of research findings in KATZ, J.(ed) Technology generation in latin-american manufacturing Industries. London: Macmillan, p. 13-55, 1987

KATZ, J. Importación de tecnología, aprendizaje e Industrialización dependiente. Mexico: Fondo de Cultura Económica, 1976

KEMP, R. & SOETE, L. The greening of technological progress, an evolutionary perspective. *Futures*, v. 24, n.5, p. 437-457,1992

LALL, S. Technological learning in the third world: some implications of technology exports in STEWART, F. & JAMES, J. (eds) The economics of new technologies in developing countries. London: Frances Pinter, p. 157-179, 1982

LALL, S. Technological capabilities and industrialization. *World Development*, v. 20, n.2, p. 165-186, 1992

LEBLANC, L. Deep draft hulls key to production in ultra-deepwater. *Offshore*, p. 26, August 1995

LUNDEVALL, B. Innovation as an interactive process: from user-producer interaction to the national system of innovation, in DOSI, G. et alii (eds) Technical change and economic theory. London e New York: Pinter Publishers 1988

MARTIN, J-M. Energy technologies: systemic aspects, technological trajectories, and institutional frameworks. *Technological Forecasting and Social Change*, v.53, n.1, p. 81-95, september 1996

MERCIER, J.A. Forecast '95 - Positive, negative features in technology transfer. *Offshore*, p. 26-29, December 1994

NELSON, R. R. (ed). National innovation systems. A comparative analysis. New York and Oxford: Oxford University Press, 1993

NELSON, R.R. Institutions supporting technical change in the United States. (1988), in G. DOSI et alii (eds) Technical change and economic theory, Pinter Publishers, 1990

NELSON, R.R. e WINTER. S. An evolutionary theory of economic change. Cambridge, Mass: Harvard University Press,1982

OCDE Technology and Economy. The key relationships. OCDE, Paris, 1992

OFFSHORE, Subsea production technology. Subsea processing - Can it happen? *Offshore*, p.35-41, December 1994

OIL & GAS JOURNAL, OTC presentation highlight spread of subsea technology. *Oil & Gas Journal*, p. 19-22, May 8 1995

ROSENBERG, N. Perspectives on Technology. London: Cambridge University Press, 1976

RUTTAN, V. Induced innovation and path dependence: a reassessment with respect to agricultural development and the environment. *Technological Forecasting and Social Change*, v.53, n.1, p. 41-59, 1996

SAHAL, D. Alternative conceptions of technology. *Research Policy*, v.10, n.1, p.2-24, 1982

SALOMON, J.J. Le destin technologique. Paris:, Collection Folio/Actuel Gallimard, 1992

SERPLAN - PETROBRÁS, Situação atual e perspectivas. Dezembro 1992

SUSBIELLES, G. Les ouvrages pétroliers en mer. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. XXXV, n.4, p.621-684, Juillet-Août 1980

---

<sup>i</sup> Este artigo não teria sido possível sem as valiosas contribuições de certas pessoas. Agradeço ao Prof. Newton Muller com quem trabalhei sobre a indústria do petróleo e que contribuiu para as primeiras versões deste artigo, à Prof. Hebe Mitlag que me auxiliou a melhorar a forma e aos dois referees anônimos da Recitec que me ajudaram a tornar mais claros algumas passagens desse artigo.

<sup>ii</sup> Katz (1976) tem refletido sobre a possibilidade de empresas de países periféricos lograrem processos de *catching up*. Isto seria possível em setores maduros com poucas inovações radicais e uma baixa velocidade de deslocamento da fronteira tecnológica. Nestes, as empresas de países periféricos apoiadas em processos de aprendizagem focalizados em inovações incrementais, poderiam alcançar o nível de produtividade internacional. Entretanto é sintomático o paralelo que Katz estabelece entre maior nível de produtividade e fronteira tecnológica internacional. Temos toda a razão de pensar que a mudança técnica e a fronteira tecnológica não possam ser reduzidas à produtividade dos fatores, embora existam importantes relações entre elas. Isto porque a inovação tecnológica mais radical é quase sempre de produto. Quando esse tipo de inovação diminui de importância, as inovações de processo reductoras de custo tendem a predominar. Nesse contexto, a produtividade dos fatores é um bom indicador.

<sup>iii</sup> O Programa Mohole inicia-se em 1957 sob a responsabilidade da American Miscellaneous Society (AMSOC). A partir de 1958, ele começa a ser apoiado pela NSF (National Science Foundation) com a finalidade de desenvolver tecnologia para perfurar um poço suficientemente profundo para alcançar o magma terrestre. Os Estados-Unidos buscavam alcançar essa profundidade perfurando a partir das águas profundas do Pacífico. Havia para isso a necessidade de desenvolver um novo tipo de embarcação. Em 1961, o barco CUSS I perfura sob uma lâmina d'água de quase 3.000 metros. Posteriormente, entre 1968 e 1969, o Glomar Challenger, o primeiro barco de posicionamento dinâmico controlado por computador, especialmente concebido para o Programa Mohole e sua continuação o JOIDES ("Joint Oceanographic Institution for Deep Earth Sampling"), chega a perfurar a mais de 6.000 metros de profundidade (Duque Dutra, 1993). O Programa Mohole teve que ser abandonado por oposição do Congresso americano porque seu objetivo parecia delirante, tanto do ponto de vista econômico como tecnológico. Porém, os 125 milhões de dólares da época

---

gastos no programa serviram para viabilizar a inovação radical da sonda de posicionamento dinâmico (Salomon, 1992).

<sup>iv</sup> A Coflexip, que constituiu uma joint-venture com o Bradesco chamada de Brasflex, iniciou suas atividades na usina de Vitória, em 1984.

<sup>v</sup> A Petrobrás desenvolveu um projeto original de template manifold para atuar em águas profundas e em terrenos arenosos: o Octos 1000.