

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA

CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO
PARA ÁGUAS PROFUNDAS: O CASO DA PETROBRÁS

Adriana Gomes de Freitas

Orientador: André Tosi Furtado

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto
de Geociências da Universidade Estadual de
Campinas como requisito para obtenção do título
de mestre em Política Científica e Tecnológica.

CAMPINAS, JULHO DE 1993

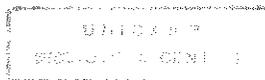
17672

Este exemplar correspondente a
redação final da tese defendida
por Adriana Gomes de Freitas
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 11/08/93.

F884c

17672/BC

Furtado
DOR



"...L'innovation résulte d'abord d'un processus de production sociale. L'innovation est plus en plus engendrée par de nouvelles formes d'interdépendances qui transcendent à la fois l'entrepreneurialisme et l'intégration verticale."

Richard Gordon

Para Dionir, pelo seu carinho perene.
Para Edson, pela amizade em qualquer
circunstância.

AGRADECIMENTOS

Ao concluir este trabalho, sinto imensa alegria de poder expressar minha gratidão as pessoas que participaram deste período tão rico e intenso de minha vida. Inicialmente, agradeço ao meu orientador André Furtado pela oportunidade que me proporcionou de conhecer a indústria do petróleo. Através do projeto do IPEA "Capacitação tecnológica, política industrial e competitividade: uma abordagem setorial e por empresas líderes", sob sua coordenação, tive contato com essa indústria, experiência fundamental para minha formação e que contribuiu na escolha do tema da dissertação.

Ao Newton Muller, pelo grande apoio e recomendações em muitos períodos da elaboração deste trabalho.

Gostaria de agradecer a Lea pelo estímulo em vários momentos, por suas contribuições em alguns capítulos.

Ao Ruy Quadros que sempre manifestou interesse pelo tema e colaborou com muitas sugestões.

Agradeço a Hebe, pelo incentivo e por ter, muitas vezes, interrompido suas atividades no departamento para me ceder o micro de sua sala e opinar sobre coisas que eu estava fazendo.

Ao pessoal da biblioteca e da secretaria, principalmente, a Rosângela e a Cristina pelo apoio nas horas difíceis e por tê-las incomodado diversas vezes.

Aos funcionários da Petrobrás, pelo que me ensinaram no decorrer da pesquisa de campo e pelo tempo que lhes tomei em entrevistas.

A alegre e fraterna convivência com a turma do DPCT e, principalmente, a Alicia e Alessandra pelo convívio agradável no período em que minhas crises existenciais com a dissertação tornaram-se insuportáveis.

Ao amigo Nelson, pelo carinho e hospitalidade.

Aos amigos Jaime e Valéria, pela companhia agradável.

A soninha, por ter me proporcionado muitos momentos felizes de uma grande amizade e pelo tanto que nos animou para concluir este trabalho.

Devo gratidão sem palavras a Carmem, por sua hospitalidade na minha chegada em Campinas.

A Sandra pela colaboração e por ter cedido amavelmente sua sala para conclusão da nossa dissertação.

Pelo carinho das amigas Carlinha, Mara, Celinha e Geórgia.

Ao CNPq, órgão que possibilitou nossa permanência em Campinas.

Ao amigo Otaviano, pela colaboração com nosso trabalho desde os tempos da Agência CNPq/Nordeste.

Ao amigo Abraham, pelo que pude crescer fazendo parte de sua equipe, pela forma comprometida e envolvente que trata a pesquisa em nossa região.

RESUMO

Este trabalho analisa os esforços em P,D&E da Petrobrás para fazer face à E&P na fronteira das águas profundas. As iniciativas da empresa levaram a criação de uma carteira de projetos conhecida como Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - Procap. A agenda de pesquisa do Procap permitiu efetuar um salto tecnológico através dos sistemas flutuantes de produção utilizando as plataformas semi-submersíveis. Esta experiência está estreitamente relacionada com o Centro de pesquisa - CENPES. Portanto, meu trabalho investiga estes acontecimentos compreendendo principalmente atuação deste órgão de P,D&E e o estabelecimento de relações com outras instituições de C&T e empresas para o desenvolvimento do Procap. Por último, avalia-se a capacitação lograda com este programa tecnológico e a mudança observada no comportamento da empresa nacional frente à inovação.

ABSTRACT

This text analyses the efforts R&D&E of Petrobrás to face E&P in the frontier of deepwaters. The initiative of this national firm lead to the creation of a portfolio of projects known as Technological Development Program on Deepwater Production Systems - Procap. Procap's research agenda made possible a technological leap through the floating production system based on semi-submersibles. This experience is closely related with Petrobrás's research center - CENPES. Therefore, my work looks particularly at these events with an eye to undestanding such R,D&E activities as well as their relationships with other S&T institutions and enterprises for the development of Procap. As a last point, an attempt is made to assess the technological capabilities achieved by the program as well as the changes in the firm's behaviour in relation to technological innovation.

SUMÁRIO

	PG.
INTRODUÇÃO	1
PRESSUPOSTOS TEÓRICOS E ESTRUTURA DO TRABALHO	6
CAPÍTULO I A INDÚSTRIA OFFSHORE NO MUNDO	16
1.1 A Importância Econômica da Indústria Offshore	17
1.2 Evolução Tecnológica Offshore Internacional	29
1.3 Características das Atividades Offshore	44
1.4 Políticas Públicas na Indústria Offshore	46
1.5 Principais Tendências da atividade Offshore Internacional	51
II CAPÍTULO AS ATIVIDADES OFFSHORE NO BRASIL	53
2.1 Evolução das Atividades Offshore no País	54
2.2 Desafio das Águas Profundas	63
2.3 Considerações sobre a Capacitação Tecnológica em Intervenções Submarinas da Petrobrás do Campo de Guaricema até Enchova.	66
III CAPÍTULO - CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS EM SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS	70
3.1 Evolução da Investigação na Petrobrás: Constituição do Centro de Pesquisa Industrial.	72
3.2 Desenvolvimento das Áreas de Pesquisa do CENPES.	83
3.2.1 Pesquisa Industrial.	84
3.2.2 Pesquisa na Engenharia Básica.	88
3.2.3 Pesquisa em Exploração e Produção.	92

3.3 O Salto para Inovação tecnológica: o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - Procap.	95
3.3.1 Quais eram os Desafios Tecnológicos para Operação em Águas Profundas	95
3.3.2 Constituição do Procap	97
3.3.3 Descrição do Programa Procap	101
3.3.4 Mecanismos de Implementação do Programa	105
3.3.5 Participação de Instituições Externas no Programa	110
3.3.6 Análise de 3 Importantes Projetos do Programa	120
3.3.7 Principais Resultados Alcançados pelo Programa	123
3.3.8 Síntese sobre os Esforços do Programa	128
CAPÍTULO IV CONCLUSÃO	130
ANEXO	137
BIBLIOGRAFIA	154

LISTA DE TABELAS

pg.

TABELA I.1	RESERVAS PROVADAS OFFSHORE MUNDIAIS DE PETRÓLEO	19
TABELA I.2	PRODUÇÃO MUNDIAL DE HIDROCARBONETOS NO MAR EM TERRA 1974-1990	20
TABELA I.3	PRINCIPAIS PRODUTORES DE PETRÓLEO MARÍTIMO	22
TABELA I.4	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO GOLFO DO MÉXICO	23
TABELA I.5	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR DO NORTE	24
TABELA I.6	CUSTO DE PERFURAÇÃO NO MAR	25
TABELA I.7	ALTERNATIVAS DE PRODUÇÃO NAS PRINCIPAIS REGIÕES DE PRODUÇÃO OFFSHORE	26
TABELA I.8	ESTIMATIVA DE CUSTO DE PRODUÇÃO DE CAMPOS OFFSHORE	28
TABELA I.9	RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO SETOR BRITÂNICO	49
TABELA I.10	RESERVAS PROVADAS NO SETOR NORUEGUÊS	51
TABELA II.1	ATIVIDADES GEOFÍSICAS NO BRASIL	55
TABELA II.2	ESFORÇOS DE PERFURAÇÃO EXPLORATÓRIA NA PLATAFORMA CONTINENTAL 1968-1975	56
TABELA II.3	INVESTIMENTOS DA COMPANHIA NACIONAL EM E&P DE 1980-1985	58
TABELA II.4	INSTALAÇÕES FIXAS OFFSHORE NO BRASIL 1970-83	60
TABELA II.5	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL 1980-1985	61
TABELA II.6	RESERVAS PROVADAS DE HIDROCARBONETOS NO PAÍS 1980-1984	64
TABELA II.7	RESERVAS DE PETRÓLEO NO BRASIL - 1985	64
TABELA II.8	RESERVAS DE GÁS NATURAL NO PAÍS - 1985	65
TABELA III.1	LOTAÇÃO DO SETOR DE PESQUISAS DO CENAP	75
TABELA III.2	INVESTIMENTOS EM PESQUISA INDUSTRIAL DA PETROBRÁS 1959-1962	76

TABELA III.3	INVESTIMENTOS EM PESQUISA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NOS EUA - 1959	76
TABELA III.4	DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS NA SUPESQ	87
TABELA III.5	DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS NA SUPEN	92
TABELA III.6	DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS DA SUPEP	94
TABELA III.7	PROJETOS DO PROCAP CLASSIFICADOS POR LINHAS	103
TABELA III.8	RECURSOS FINANCEIROS GASTO NO PROCAP	107
TABELA III.9	PARTICIPAÇÃO EXTERNA NO PROCAP ORDENADA POR GRUPO DE INSTITUIÇÕES	111
TABELA III.10	PARTICIPAÇÃO DE INSTITUIÇÕES NACIONAIS E INTERNACIONAIS NA CARTEIRA PROCAP	114
TABELA III.11	REGIMES DE CONTRATAÇÃO DE CONHECIMENTO EXTERNO INTERNACIONAL NO PROCAP	117
TABELA III.12	PATENTES GERADAS PELOS PROJETOS DO PROCAP	127

LISTA DE QUADROS E FIGURAS

			pg.
QUADRO	I.1	PRINCIPAIS REGIÕES DE PRODUÇÃO MARÍTIMA NO MUNDO	18
QUADRO	I.2	EVOLUÇÃO TÉCNICA DAS PLATAFORMAS E OPERAÇÕES MARÍTIMAS	40
QUADRO	II.1	JAZIDAS MARÍTIMAS ENCONTRADAS NO PAÍS	63
QUADRO	II.2	PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA COMPANHIA NACIONAL	68
QUADRO	III.1	SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO SUBMARINA CONTEMPLADOS PELO PROCAP	102
QUADRO	III.2	CAPACITAÇÃO GERAL ALCANÇADA NO PROCAP	126
FIGURA	1	PLATAFORMA FIXA COM JAQUETA	31
FIGURA	2	PLATAFORMA FIXA DE CONCRETO	32
FIGURA	3	SISTEMAS FLUTUANTES DE PRODUÇÃO	35
FIGURA	4	TORRE COMPLACENTE	37
FIGURA	5	PLATAFORMA DE PERNAS ATIRANTADAS	38
FIGURA	6	SISTEMA DE BOMBEAMENTO E SEPARAÇÃO MULTIFÁSICA	42
FIGURA	7	SISTEMA DE BOMBEIO MULTIFÁSICO	43

LISTA DE SIGLAS E TERMOS TÉCNICOS

BRASPETRO	Petrobrás Internacional S.A.
CENAP	Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo
CENPES	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello
CIAP	Comissão Interdepartamental para Águas Profundas
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
DEPER	Departamento de Perfuração
DEPRO	Departamento de Produção
Depro	antiga Divisão de Produção do CENPES
Dexpro	antigo Departamento de Exploração & Produção da Petrobrás
Diquim	Divisão de Química
Dipol	Divisão de Petroquímica & Polímeros
Dipro	antigo Departamento de Produção do Dexpro
Direp	antiga Divisão de Refinação & Petroquímica do CENPES
Diter	Divisão de Tecnologia de Refinação
Divex	antigo Departamento de Exploração do Dexpro
Diprom	Divisão de projetos Mecânicos
Diprin	Divisão de Projetos Industriais
Diplot	Divisão de Exploração
Diprex	Divisão de Projetos de Exploração
Divex	Divisão de Exploração
Diger	Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios
Downstream	Relativo às atividades de Refino & Petroquímica
E&P	Exploração & Produção
Gespa	Grupo Especial de Sistemas de Produção Antecipada
LDA's	Lâminas d'água, refere-se a distância entre a superfície e o solo marinho

P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
P,D&E	Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica
SDP's	Sistema Definitivo de Produção
Seproj	antigo Setor de Projetos da Diter
Seref	Setor de Processos de Refinação
SERPLAN	Serviço de Planejamento da companhia
Sepres	Setor de Projetos Especiais
SEGEN	Serviço de Engenharia
SERMAT	Serviço de Compras de Materiais
SPA's	Sistema de Produção Antecipada, atualmente mais conhecido como sistema de flutuante de produção
SSAT	Setor de Supervisão do Aperfeiçoamento Técnico
Supep	Superintendência de Exploração & Produção
Supen	Superintendência de Engenharia Básica
Supesq	Superintendência de Pesquisa Industrial
Uptream	Relativo às atividades de Exploração & Produção

INTRODUÇÃO

O processo de industrialização brasileira, caracterizou-se pelo padrão de desenvolvimento econômico que privilegiou enormemente energéticos fósseis. Como ressaltou Furtado (1985), à medida em que esses recursos naturais tornaram-se fundamentais para o crescimento do país, o Estado passou a intervir cada vez mais com a finalidade de assegurar o suprimento de derivados de petróleo e gás natural. Estas ações resultaram na criação da empresa pública Petrobrás.

Na opinião de Sicsú (1985), o intervalo que corresponde aos anos 1941 e 1974, a participação do petróleo no consumo nacional de insumos energéticos cresceu de 9,1% para 43,8%, respectivamente, transformando-se em principal insumo utilizado no país. Todavia, a produção interna de hidrocarbonetos sempre foi inferior às necessidades domésticas, devido à dimensão das reservas terrestres encontradas no Brasil. A ausência de jazidas expressivas nas regiões do continente acarretou na procura de fontes externas de abastecimento. Conseqüentemente, a elevação da oferta local de óleo cru foi sustentada pelo volume crescente deste insumo na pauta de importações.

Desde a década de 1960, os preços internacionais do petróleo bruto declinavam enormemente graças à descoberta de grandes acumulações, principalmente no Oriente Médio e norte da África. Estes fatos causaram aumento significativo da oferta mundial de hidrocarbonetos. Nesse período, a empresa nacional constatou que os investimentos necessários às atividades de E&P, tornavam-se cada vez crescentes, implicando no custo local superior ao preço do barril importado. Como argumenta Oliveira(1978), a partir de 1969, o investimento destinado às áreas de E&P no país declinou sensivelmente, sendo relegadas a segundo plano. Conseqüentemente, as atividades de refinação e transporte marítimo passaram a

absorver maior parte dos investimentos da companhia.

A década de 1970, caracterizou-se pelo cenário internacional bastante adverso para economias que dependiam substancialmente das importações de petróleo cru. A quaduplicação dos preços do petróleo (1974 e 1979) causou, por sua vez, profunda crise na economia mundial. A economia brasileira, marcada pela expressiva dependência externa desses recursos naturais, encontrava-se em posição bastante vulnerável. Visto que a participação do óleo bruto importado na matriz energética era substancial, este tornou-se responsável por constringimentos na balança comercial. No ano de 1973, o preço do barril de óleo cru importado não chegava a US\$ 3 dólares, todavia com o primeiro choque do petróleo o preço saltou para US\$ 11-12 dólares por barril. No ano de 1974, as importações totais alcançaram US\$ 12,6 bilhões de dólares, das quais cerca de 22,5% destinava-se a compra de petróleo bruto. No segundo choque internacional, os preços do óleo cru alcançaram a margem de US\$ 28-35 dólares por barril. Segundo Furtado (1983), no ano de 1979, as importações brasileiras demandaram US\$ 18,08 bilhões de dólares, ao passo que o gasto com petróleo bruto representava 35,6%. No começo da década de 1980, as importações de óleo bruto mantiveram-se em ritmo elevado, passando a representar 47,2% das importações do país que, em 1981, estas últimas corresponderam a US\$ 22,07 bilhões de dólares.

No final da década de 1970, a empresa petroleira nacional retomou suas atividades nas áreas de E&P nas regiões mais promissoras, principalmente na Plataforma Continental. Ademais, as reservas marítimas coincidiram com o processo de declínio das jazidas terrestres. No princípio dos anos 1980, as acumulações encontradas no mar passaram a ser responsáveis pela rápida evolução da produção doméstica de petróleo, respondendo por mais da metade da extração interna desse insumo.

Em meados da década passada, a empresa encontrou os maiores

reservatórios até então descobertos no país, localizados na Bacia marítima de Campos. O volume de óleo bruto encontrado nesses campos criaram a possibilidade para que o Brasil pudesse alcançar auto-suficiência energética. Contudo, esses reservatórios gigantes estão situados sob lâminas d'águas muito profundas; de 400 até 2100 metros, para os quais sistemas tecnológicos de produção ainda não foram desenvolvidos.

A magnitude dos campos em águas profundas, levou a empresa a busca de soluções que viabilizassem o aproveitamento econômico dessas reservas. Inevitavelmente, os esforços da empresa passariam pela procura de tecnologias adequadas às condições ambientais do país. O consenso entre diversos órgãos da empresa, culminou com a montagem de uma carteira de projetos de pesquisa, conhecida na companhia como *Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - Procap*. Durante sua execução (1986-1991), a carteira Procap caracterizou-se por ter constituído uma agenda de pesquisa que reunia os mais diversos projetos de investigação voltados fundamentalmente à capacitação tecnológica em plataformas semi-submersíveis, nas quais os técnicos da empresa detinham maior conhecimento operacional. Ademais, através desta concepção era possível fazer otimizações que, por sua vez, possibilitariam mais rápido aproveitamento econômico das jazidas *offshore*. Mesmo dando ênfase nos projetos voltados para sistemas flutuantes utilizando plataformas semi-submersíveis, o programa procurou incorporar projetos de estudo que permitissem conhecer melhor o *estado da arte* de novos sistemas de produção ainda em fase de pesquisa/testes e daqueles que já se constituíam como opção de investimento.

Vale ressaltar que o desafio imposto pela fronteira das águas profundas à Petrobrás demandou determinado tipo de *portfólio* de projetos que orientou-se principalmente para melhoramentos e inovações tecnológicas, fundamentalmente incrementais.

No plano internacional, as atividades de E&P marítimas vem alcançando espaço significativo na indústria do petróleo do mundo ocidental. Atualmente, são responsáveis por pouco mais de um quarto da produção mundial de hidrocarbonetos e grandes companhias petroleiras tem participado dessas atividades. Portanto, as E&P submarinas não podem ser simplesmente tomadas por iniciativas esporádicas, inviabilizadas completamente nos períodos em que os conflitos existentes nas principais regiões produtoras, particularmente no Oriente Médio são atenuados. Da mesma forma, também podem ser questionados os argumentos que consideram possível a reversão das atividades de E&P submarinas nos momentos em que a OPEP passaria a praticar preços menores que, de certa maneira, inibiriam totalmente os projetos de investimento nas áreas marítimas. Valeria ressaltar que as intervenções marinhas não se reverteram após o contra-choque internacional do petróleo no mercado internacional(1986), que promoveu redução e estabilização dos preços desse insumo.

A consolidação das atividades *offshore* pode ser definida como uma estratégia das companhias petroleiras internacionais que procuram expandir suas reservas e produção, face o declínio no nível das reservas de hidrocarbonetos na terra.

O crescimento das atividades de E&P submarinas tem aumentado a realização de esforços tecnológicos que, por sua vez, tem afetado estas atividades principalmente em dois níveis: i) diminuição significativa do custo dos projetos de investimento; ii) aumento no fator de sucesso das descobertas de jazidas. Nessa linha, vale destacar que a indústria de E&P submarina tem se caracterizado pela aplicação intensiva de conhecimentos científicos e tecnológicos.

A partir destas considerações, passaremos ao que tomamos como propósito da nossa investigação. O objetivo de nosso trabalho voltar-se à compreensão da natureza dos esforços que a Petrobrás vem realizando em E&P, visando entender a capacitação tecnológica

alcançada para viabilizar a produção de petróleo em águas profundas. Nesse sentido, percebemos que o Procap possibilitou uma mudança na postura da empresa frente à inovação necessária para intervenção em maiores profundidades.

Para analisar o caso da Petrobrás, tomaremos como instrumental de análise a literatura teórica que versa sobre o processo de mudança técnica no contexto dos países do Terceiro Mundo.

PRESSUPOSTOS TEÓRICOS E ESTRUTURA DO TRABALHO

A discussão sobre a mudança técnica adquiriu relevância na literatura, particularmente, a partir das considerações realizadas por Schumpeter em sua obra. Como argumentou Katz(1976), ao analisar o progresso técnico como peça-chave para compreensão do desenvolvimento, esta obra inaugurou um novo campo de investigação na teoria econômica moderna.

A preocupação crescente em desvendar a natureza da mudança técnica, estimulou a realização de pesquisas com respeito às características essenciais da inovação na indústria. Estas investigações evidenciaram distintos níveis de desempenho e apropriação de tecnologia, nos países mais atrasados em relação aos países desenvolvidos. Durante certo período, os aspectos relativos ao progresso técnico nas economias em desenvolvimento eram tratados com relativa negligência, devido ao predomínio de adaptações e pequenas modificações em tecnologias estrangeiras. Segundo Lall(1982), a mudança técnica que vem ocorrendo no Terceiro Mundo rompe o conceito clássico schumpeteriano de inovações radicais (*majors innovation*) que são marcadas por profundas descontinuidades e, por sua vez, implicam em modificação do processo técnico. Vale ressaltar que a limitação deste conceito de inovação retardou o exame das mudanças que estavam ocorrendo nos países subdesenvolvidos, conseqüentemente, ocultava a riqueza e diversidade dessas experiências. De fato, os esforços destes países se caracterizariam basicamente por imitações, adaptações e pela geração de conhecimento de natureza incremental (*minor innovation*), o qual vem permitido surpreendente elevação na produtividade sobre a mesma estrutura industrial.

A partir da década de 1970, ampliou-se na agenda de pesquisa internacional espaços dedicados à investigação das formas de difusão técnica no Terceiro Mundo. As pesquisas realizadas por Katz (vários anos), Lall (1982), Fransman (1984), Dahmanl e Westphall(1982), Enos e Park (1988), Fonseca (1987), Araújo

Jr.(1976) e Bell (1984), entre outros, tornaram-se marco de referência na análise sobre o desempenho logrado por essas economias. Uma das características marcantes desses trabalhos, deve-se a força de seus argumentos repousar em análises de fatos empíricos e pela abordagem descritiva das modificações realizadas à nível das unidades industriais.

Os resultados alcançados por este conjunto de trabalhos permitiram refutar a posição da Escola da Dependência, demonstrando a existência de desenvolvimento local partindo de conhecimento técnico estrangeiro, como se refere Erber (1983). Ademais, estes estudos contribuíram a crítica à rigidez da tradição schumpeteriana, ao colocar em evidência a geração de tecnologias e *performances* relevantes em setores produtivos dos países retardatários, como concluiu Katz em vários trabalhos.

Particularmente, a consolidação dos setores de tecnologia madura nos países de industrialização recente ocorreu através da adoção de mecanismos (formais e informais) de transferência tecnológica: i) importação de bens de capital na forma de pacotes tecnológicos (com seus *blueprints*); ii) contratos de licenciamento e/ou *joint-ventures*; iii) envio de técnicos para realização de programas de treinamento/estágios e cursos de pós-graduação; iv) recursos destinados às atividades de P&D e/ou criação de centros de pesquisa na própria companhia; iv) estabelecimento de fluxos de informação com instituições C&T, para ter acesso a periódicos técnicos; v) contratos com empresas de engenharia e indústrias visando a realização de projetos de sistemas e desenvolvimento de equipamentos sofisticados.

Posteriormente, esses setores industriais passariam a consolidar seus conhecimentos nas atividades operacionais. O processo pelo qual as unidades produtivas adquiririam competência na utilização da tecnologia tornou-se conhecido no trabalho de Arrow (1962) como *learning by doing*. Para este autor, o processo de aprendizagem técnica que ocorre à nível da firma era resultante da produção acumulada durante o tempo de funcionamento

de uma planta industrial. Posteriormente, como destaca Bell (1984), surgiram outras abordagens que ampliaram essa concepção de aprendizagem, compreendendo-a como meio pelo qual indivíduos e/ou órgãos das unidades industriais atuam visando aprofundar o conhecimento existente, como também introduzir novos processos. Sendo assim, os processos de *learning* passariam a expressar orientações/estratégias das unidades industriais com o propósito de aumentar sua capacidade de manejo tecnológico e/ou incorporarem mudanças técnicas.

Na opinião de Lall (1982), os esforços de aprendizagem poderiam ser classificados da seguinte maneira:

i) Aprendizagem na Operação (*learning by doing*) - na taxonomia desenvolvida por Lall, este processo de aprendizagem, contrastado ao conceito proposto por Bell, seria mais restrito estando mais identificado a abordagem Arrowiana. Logo, a experiência produtiva da planta, traria ganhos de natureza passiva e automática. Desse modo, as unidades industriais adquiririam conhecimento que lhe facultaria realizar otimizações dos processos produtivos à nível da firma, conduzindo a reduções nos custos de operação.

ii) Aprendizagem na Adaptação (*learning by adapting*) - Esse esforço de aprendizagem requer empenho deliberado por parte da empresa na alocação de recursos, objetivando aumentar o domínio sobre processos tecnológicos e/ou incorporar novos processos. Este último, representa a introdução de equipamentos de gerações mais recentes na planta industrial, adoção de programas de treinamento técnico, entre outras. No caso, as iniciativas orientam-se para o domínio de *know-how*, que proporcionaria a introdução de adaptações/melhoramentos no produto e introdução de novos processos. No caso, o *Know-how* permitiria maior conhecimento de uma determinada tecnologia, ou seja, do projeto de detalhe dos equipamentos de um planta industrial, o que permite a otimização dos processos técnicos.

iii) Aprendizagem em Projeto Básico (*learning by design*) - Para reprodução do projeto básico de determinado equipamento, o conhecimento alcançado pelo *know-how* torna-se importante, mas não é suficiente para entender sua concepção técnica. No caso, são necessários esforços para desenvolver habilidades voltadas à execução do projeto básico desses equipamentos, pois estas possibilitam compreender princípios essenciais explicam a natureza de uma determinada tecnologia, portanto as iniciativas voltam-se na direção do *know-why*¹. Essas habilidades podem ser, na sua grande maioria, obtidas mediante a abertura da *caixa preta* da tecnologia que promove a absorção de conhecimentos essenciais ao redesenho do projeto básico original de complexos equipamentos. São envolvidos conhecimentos em engenharia básica e a presença do setor de bens de capital consolidado no país². Vale fazer ressalva quanto a necessidade de realizar de atividades de P&D, não apontada explicitamente nesse processo de aprendizagem por Lall, mas muitas vezes imprescindível a compreensão do projeto de um determinado equipamento.

¹Lall emprega os termos *know-how* e *know-why* para expressar níveis distintos de capacitação técnica. O *know-how* permitiria alcançar domínio em aspectos relacionados ao funcionamento de equipamentos, com a finalidade de aumentar a capacidade de produção. Todavia, este conhecimento não possibilita efetuar modificações à nível do *lay-out* da planta industrial, bem como introduzir e/ou retirar de equipamentos nas principais partes do processo dessas unidades de produção. Para tanto, torna-se necessário realizar esforços para o entendimento das propriedades da tecnologia, particularmente a compreensão das características que definem e determinam a arquitetura e aplicação do equipamento. Nesse sentido, procura-se alcançar o *know-why* orientando as iniciativas para pesquisa das características físicas e químicas no tocante à concepção desses equipamentos.

² Como analisou Rosemberg (1982), em determinados setores o conhecimento de sofisticados equipamentos por parte do usuário permitiria ao produtor adaptar e/ou melhorar seu desempenho. Para tanto, seria necessário maior relacionamento entre fornecedores e usuários de equipamentos, como aponta estudos realizados por Lundvall (1988).

iv) Aprendizagem no aperfeiçoamento do Projeto Básico (*learning by improved design*) - A introdução de modificações e/ou melhoramento no projeto básico, demanda inevitavelmente o estabelecimento de uma infra-estrutura em P&D e realização de pesquisa científica. Desse modo, a execução do novo projeto básico permite incorporar modificações que, por sua vez, elevam a produtividade, melhor adequam a escala da planta e possibilitam a utilização de matérias-primas locais.

v) Aprendizagem na montagem de um sistema de produção (*learning by setting up complete production system*) - São desenvolvidas as aptidões técnicas essenciais à reprodução de uma planta industrial. Esse processo requer a participação de empresas de engenharia para realização e/ou colaboração na execução do projeto básico do sistema.

vi) Aprendizagem no projeto básico de novos processos (*learning by design new processes*) - A concepção de novos processos contempla atividades de P&D em áreas fundamentais. No caso, surgem novos processos e produtos nos países em desenvolvimento, todavia diferentes daqueles gerados em países desenvolvidos. No caso, os resultados alcançados nas economias atrasadas, na sua grande maioria, não conduzem a maiores descontinuidades tecnológicas.

A partir da exposição desses conceitos de aprendizagem, faz-se necessário esclarecer algumas considerações sobre este instrumental teórico que avalia o progresso técnico no Terceiro Mundo. Primeiro, esta literatura procura ressaltar que determinados países atrasados introduziriam modificações em tecnologias estrangeiras, como também mostra a geração de capacitação endógena de conhecimento técnico. Segundo, esta abordagem não tenciona *reinventar* teses, as quais economias atrasadas passariam por fases sucessivas/sequenciadas e espontâneas de desenvolvimento tecnológico. Melhor dizendo, estudos sobre os processos de

aprendizado não tem pretensões de *relaborar* receituários que defendem *etapas gradualistas*. Ao contrário, estes trabalhos procuram negar *automatismos* frente ao conhecimento tecnológico, além do que demonstram profunda diferenciação na estrutura sócio-econômica dos países em desenvolvimento, logo a presença de distintas capacitações tecnológicas nestas economias. Em vários textos, particularmente no estudo realizado por Lall (1982), são ressaltadas as limitações desses processos de aprendizagem na redução do hiato existente nos países subdesenvolvidos em relação aos países industrializadas. Portanto estas investigações não tratariam do desenvolvimento tecnológico em economias atrasadas como uma eventualidade, mas partindo de constatações reais sobre as perspectivas históricas de cada país, contribuindo à discussão do progresso técnico na periferia.

Nesse sentido, Lundvall (1988) tece alguns argumentos favoráveis aos processos de aprendizagem, aplicáveis tanto pelos países desenvolvidos como nos países em desenvolvimento. Na opinião desse autor, esses processos possibilitam o levantamento dos gargalos e problemas técnicos que contribuiriam na montagem de uma agenda de pesquisa voltada para inovação. Outra grande vantagem desses processos, deve-se ao suporte que proporcionam na formação de conhecimentos utilizados para o desenvolvimento de novos produtos e processos. Por último, vale destacar que os resultados alcançados pelos processos de aprendizagem em determinados setores produtivos também podem vir a beneficiar outros setores.

A partir dessas colocações, passa-se a definição do conceito de capacitação tecnológica. Como destacou Santos Fo(1991), o termo capacitação tecnológica expressaria as capacidades existentes na firma para *adquirir, assimilar, usar, adaptar, mudar ou criar tecnologia*, em três esferas: i) nas atividades de rotina da empresa; ii) na realização de projetos de investimento; iii) no desenvolvimento de inovações. No caso, uma determinada firma utilizaria domínio tecnológico existente em processos de aprendizado, para gerar novas capacitações tecnológicas. Dessa

forma, a firma passa a ser analisada como unidade inovativa. Este fenômeno explicar-se, em certa medida, devido a parcela de conhecimento intransferível existente em uma tecnologia conforme argumentou Katz(1987). Nessa direção, os trabalhos de Nelson & Winter(1982) defendem a presença de características implícitas no conhecimento tecnológico que não se transmitiriam simplesmente através de complexos equipamentos, *blueprints*, treinamentos, entre outros. De fato, o corpo de informações não passíveis de transferência por meios formais foram chamadas por estes autores de aspectos *tácitos e idiossincráticos* da tecnologia. Vale salientar a contribuição destes estudos, pois colocam em discussão questões relativas ao processo de transferência parcial da tecnologia, portanto da necessidade de esforço interno visando a absorção do conhecimento estrangeiro.

O progresso técnico, usualmente, pode envolver instituições Científicas & Tecnológicas e vários organismos externos. Sendo assim, para realizar determinados processos de mudança técnica, estabelece-se uma complexa rede de relações entre mais diversas instituições, também conhecida na literatura como *sistema de inovação*. Autores mencionados anteriormente como Nelson (1988), Freeman (1987) e Lundvall (1988), analisaram experiências em diferentes países e constataram que o processo de inovação tem, de forma crescente, transcendido à firma e demandado participação de diversas instituições. No caso, a natureza da inovação determinará seu *ciclo de maturação* que, por sua vez, passaria a requisitar colaboração de universidades, centros de P&D, fornecedores de equipamentos, empresas de engenharia, laboratórios de P&D de grandes empresas interessadas no desenvolvimento de um determinado conhecimento tecnológico. Dessa forma, essas instituições estabeleceriam múltiplas formas de cooperação/interação (*learning by interacting*).³

³ Este termo foi utilizado por Lundvall (1988) para referir-se a criação de canais e nos fluxos informação técnica existente entre fornecedores e usuários de bens de capital (*user-producer*). Neste caso, generalizamos seu uso para os mais diversos participantes do

Para analisar os esforços *offshore* em águas profundas, torna-se necessário compreender processos de aprendizagem tecnológica e as articulações da Petrobrás com mais diversas instituições participantes desse processo de inovação.

A experiência da empresa nacional no desenvolvimento tecnológico voltado para águas profundas possibilitou formular três principais hipóteses:

i) A produção de petróleo e gás natural marítimo em profundidades cada vez maiores, tornou-se imperativo para equacionar o abastecimento de hidrocarbonetos no país. Ademais, estes reservatórios submarinos poderão viabilizar o suprimento nacional totalmente baseado em fontes locais.

ii) Os esforços da companhia implicaram em salto tecnológico, tendo em vista a inexistência de sistemas de produção *offshore* aplicados em grandes profundidades.

iii) A Petrobrás vem realizando este salto tecnológico sustentada por um conjunto de inovações incrementais que foram realizadas em determinado sistema tecnológico. Graças a essa estratégia, a empresa conseguiu passar a atuar na fronteira *offshore* - intervenção em águas profundas.

A estrutura da dissertação está apresentada em quatro capítulos.

O primeiro capítulo que apresenta a indústria mundial *offshore*, encontra-se dividido em cinco partes. Inicialmente, realiza-se levantamento do cenário internacional, onde destaca-se a evolução das reservas e a produção de petróleo marítimo. Na segunda parte, estuda-se o surgimento da atividade *offshore* e principais concepções tecnológicas empregadas nas operações de

processo de inovação.

exploração e produção nas regiões marinhas. Na terceira parte, ressaltam-se as principais características das atividades *offshore*. Na quarta parte, destaca-se a importância das atividades *offshore* em nível internacional, mencionando algumas experiências de políticas públicas relacionadas a essas atividades. Na última parte, sintetizam-se algumas das principais tendências das atividades *offshore* no plano internacional.

O segundo capítulo que aborda o desenvolvimento das atividades *offshore* no Brasil, compõe-se em três partes. Na primeira parte, efetua-se um levantamento da bibliografia existente para compreender a evolução das operações E&P marítimas, seus principais reservatórios e dos sistemas de produção empregados no país. A segunda parte mostra o descobrimento de grandes jazidas submarinas em grandes profundidades e as perspectivas da Petrobrás frente ao desafio proposto pela produção em águas profundas. Na última parte, faz-se um relato sucinto dos principais marcos tecnológicos das atividades marítimas no país.

O terceiro capítulo se concentra o estudo sobre o desenvolvimento de sistemas de produção marítimo para águas profundas e encontra-se subdividido em três partes. Na primeira parte, analisa-se a evolução da pesquisa na empresa nacional a partir de um enfoque histórico. Este enfoque deve-se ao fato da pesquisa industrial da Petrobrás ter sido inaugurada antes da formação do centro de P&D. Portanto, nesta parte passa-se a narrativa da criação deste órgão de investigação. A segunda parte, descreve-se a constituição das linhas de pesquisa e de que forma este órgão volta-se para as atividades de P&D relacionadas com as áreas de exploração e produção. A terceira parte, ressaltam-se o estudo sobre o desenvolvimento tecnológico dos sistemas de produção *offshore* em águas profundas. Inicialmente, serão explicados quais eram os principais gargalos tecnológicos da empresa para atuação *offshore* em águas profundas. Em seguida, relata-se a montagem do programa tecnológico para transpor os obstáculos das águas

profundas - Procap. Após estas considerações, passa-se à exposição da arquitetura do Procap; de como sua carteira de projetos foi organizada; quem foram os órgãos da empresa que participaram desse esforço; quais os tipos de mecanismos de implementação do programa; e da qualificação e o grau de participação das instituições externas. Na penúltima parte, destaca-se três projetos importantes pertencentes a carteira Procap e, finalmente, averigua-se os principais resultados alcançados durante a execução do programa.

No quarto capítulo, passa-se à conclusão desta dissertação, destacando os principais impactos desse esforço tecnológico, como como sua relevância na atividade *offshore* da Petrobrás.

APRESENTAÇÃO

Este capítulo; encontra-se dividido em cinco partes. Na primeira parte, faço uma breve exposição da evolução das reservas e da produção marítima no mundo, destacando sua relevância atual à indústria petroleira internacional. Para tanto, mostra-se as principais regiões *offshore*, bem como a participação das jazidas submarinas na extração mundial de hidrocarbonetos. Nesta parte do trabalho, também será ressaltado o volume de recursos necessários às atividades de E&P no mar.

Na segunda parte, pretende-se fazer uma breve narrativa da evolução tecnológica dos sistemas submarinos de produção. No caso, procura-se fazer um paralelo entre o crescimento das operações marítimas e o surgimento das principais inovações técnicas voltadas à E&P de regiões submersas. Ademais, serão mencionadas quais são as principais concepções técnicas em fase de desenvolvimento em nível internacional.

Na terceira parte, passa-se à caracterização das atividades marítimas. Para tanto, faz-se uma breve descrição dos aspectos fundamentais inerentes a essas atividades, com a finalidade de melhor identificá-las no conjunto esforços realizados na indústria internacional do petróleo.

Na quarta parte, ressalta-se o papel do Estado em alguns países com vistas ao fortalecimento da E&P nas áreas submarinas. Particularmente, a experiência européia na produção *offshore* foi inaugurada graças à indução dos governos desses países. Estes casos contribuem à compreensão da relevância das atividades em regiões marinhas, onde a importação de hidrocarbonetos sempre foi significativa. Na última parte, passa-se à reflexões mais gerais no que diz respeito à tendência mundial da E&P *offshore*.

1.1 A Importância Econômica da Indústria Offshore.

Após a segunda Guerra Mundial, a pesquisa exploratória e a produção de hidrocarbonetos nas áreas submersas tomam vulto no mundo. Estes acontecimentos estão intrinsecamente relacionadas à realização de prospecções em bacias sedimentares que se expandiam ao longo da plataforma continental. Ademais, as jazidas terrestres em áreas distintas do globo entravam em processo de declínio.¹

A partir da década de 1970, a E&P *offshore* passou a ter maior participação no conjunto de atividades da indústria petroleira mundial. De fato, o choque no preço internacional do óleo bruto (1973 e 1979), levou importantes companhias a adotar estratégias de diversificação dos seus empreendimentos para novas áreas exploratórias, com o propósito de ampliar as fontes de suprimento de hidrocarbonetos, particularmente nas regiões submarinas.

O quadro I.1, pretende dar uma visão geral da difusão das atividades de extração marítima nos últimos anos. Como pode ser constatado, as iniciativas de E&P *offshore* estão presentes em várias partes do mundo, tanto nas regiões terrestres tradicionais de produção de petróleo e gás natural, referindo-se aos países do Oriente Médio como naquelas áreas onde praticamente não há ocorrência de expressivas jazidas no continente, como é o caso do Japão.

¹ Para maiores detalhes ver PERRODON, Alain. Quelques rapides conquêtes marines. em *Historire des Grandes découvertes pétrolières - un certain art de l'exploration*. Elf Aquitaine et Masson. Paris, 1985. pg. 139-152

QUADRO I.1 - PRINCIPAIS REGIÕES DE PRODUÇÃO MARÍTIMA NO MUNDO

PAÍS/CONTINENTE	REGIÃO
E.U.A	Golfo do Alasca, costa oeste dos EUA e Golfo do México.
América Central	México (Baía Campeche) e ilha Trintad e Caribe
América do Sul	Venezuela ¹ , Brasil e Peru.
África	Ghana, Nigéria, República dos Camarões, Gabão, Congo, Zaire, Angola e África do Sul.
Ásia	China, Japão, Formosa (Taiwan), Tailândia, Brunei, Rep. Malásia, Indonésia, Filipinas.
Oceania	Austrália (Bacia de Gippsland, margem norte-ocidental da Austrália) e Nova Zelândia
REGIÃO MARÍTIMA	PAIS
Mar Mediterrâneo	Egito, Grécia, Espanha, Tunísia, Itália, França.
Mar do Norte	Inglaterra, Dinamarca, Holanda, Noruega
Golfo Pérsico	Emirados Árabes Unidos (Abu Dhabi, Dubai, Sharjah), Irã, Qatar, Arábia Saudita.
Mar Negro/Cáspio(*)	Baku, Tourkmenskaia, Tchecoslovákia

FONTE: Elaboração própria. Dados extraídos Oil&Gas Journal Data Book 1988. (*) consulta ao An A-Z of Offshore Oil&Gas - An Illustrated International Glossary and Reference Guide to the Offshore Oil&Gas Industries and their Technology, 1983. (1) Na Venezuela, grande parte das intervenções ocorrem no Lago de Maracaibo.

Como mostra a tabela I.1, as reservas submarinas provadas vem se destacando no cenário internacional nas últimas três décadas. No ano de 1960, as acumulações marinhas representavam 4,5 bilhões de toneladas, cerca de 15,36% das jazidas encontradas no mundo. No ano de 1982, os reservatórios localizados no mar passaram a 24 bilhões de toneladas, que permitiu a elevação da participação para 26,5% das reservas mundiais provadas.

TABELA I.1 RESERVAS PROVADAS OFFSHORE MUNDIAIS DE PETRÓLEO
EM 10⁹ ton./ano

RESERVAS	1960	1979	1982
Reservas Marinhas	4,5	22	24
Reservas Offshore/Mundial	15,36%	24%	26,5%

FONTE: Boy de La et Le Leuch(1981) e Champlon(1984). Dados extraídos da Revue de L'Institut Français du Pétrole.

Na década de 1970, a produção mundial de hidrocarbonetos foi marcada pelo aumento da extração marítima. Entre os anos 1974 e 1979, a produção *offshore* cresceu de 9.308 para 12.518 barris de petróleo por dia (bpd), correspondendo a elevação de 16,72% para 19,95% na produção internacional.

Na primeira metade dos anos 1980, a produção de óleo no mar apresentou taxas de crescimento bem menores, em relação ao período anterior. Todavia, sua participação relativa na oferta de hidrocarbonetos aumentou significativamente, devido ao declínio na extração das jazidas no continente. Nesse período, a produção submarina chegou a representar 28,35% da produção mundial. A segunda metade da década passada, caracterizou-se por oscilações na produção marítima e pela retomada da participação das acumulações em terra, como mostra a tabela I.2.

TABELA I.2 PRODUÇÃO MUNDIAL DE HIDROCARBONETOS NO MAR EM TERRA 1974-1990 (EM MILHÕES DE BARRIS/DIA)

ANOS	PRODUÇÃO				TOTAL
	MARÍTIMA	(%)	TERRESTRE	(%)	
1974	9.308	16,72	46.350,2	83,28	55.658,2
1979	12.518	19,95	50.231,2	80,05	62.749,2
1980	13.689	22,94	45.988,6	77,06	59.677,6
1981	13.637	24,34	42.391,3	75,66	56.028,3
1982	13.561	25,53	39.564,3	74,47	53.125,3
1983	13.723	25,97	39.110,8	74,03	52.833,8
1984	15.249	28,22	38.778,2	71,78	54.027,2
1985	15.174	28,35	38.351,9	71,65	53.525,9
1986	14.366	25,77	41.382,3	74,23	55.748,3
1987	14.923	26,66	41.048,7	73,33	55.971,7
1988	13.495	23,62	43.638,0	76,37	57.133,0
1989	15.661	26,33	43.881,0	73,67	59.472,0
1990	17.318	28,59	43.260,0	71,41	60.578,0

FONTE: Elaboração própria. Dados extraídos da 1987 Energy Statistics Sourcebook Oil&Gas journal e vários anos da revista Oil&Gas journal.

Apesar da oscilação sofrida ao longo dos anos de 1980, observa-se que a produção *offshore* representou, em média, um quarto da produção diária de hidrocarbonetos desse período. Os cenários tendenciais realizados no final da década passada, revelam que as áreas marítimas poderão responder por 40-45% da extração mundial de hidrocarbonetos no final do século XX.²

Quanto ao processo de difusão das atividades de E&P *offshore*, vale ressaltar que nos anos 1960 apenas quatro países atuavam em regiões submarinas. Atualmente, mais de 40 países tem participado

² DUFOND, Robert. "L'offshore de demain". in Suplément LA RECHERCHE, Paris, no 208, mars., 1989, pg. 24-28.

de esforços de exploração no mar e/ou áreas submersas.³ Para exemplificar esta assertiva, toma-se apenas a participação dos dez maiores países produtores *offshore* no ano de 1990.

Na Europa, particularmente no Reino Unido e Noruega a extração marítima de petróleo e gás natural correspondia por 93,52% e 100%, respectivamente. Ademais, a extração de hidrocarbonetos no mar representa pouco mais de 90% da produção europeia.

Entre os países-membros da OPEP, principalmente Venezuela, Abu Dhabi e Arábia Saudita a produção marítima também tem participação relevante. Na Venezuela, cerca de 55% da produção diária vem das regiões submersas, quanto a Arábia Saudita e Abu Dhabi, a extração no mar corresponde a mais de um terço.

Com relação ao México, a zona marinha era responsável por 70,56% da produção do país. Nos Estados Unidos, essa produção tem uma participação menor, devido a dimensão dos reservatórios localizados na terra. Mesmo assim, a produção *offshore* representa 15% da extração deste país.

No Continente africano, destaca-se os esforços da Nigéria e Egito, onde os reservatórios marinhos são responsáveis por 34,9% e 65,23% da produção desses países, respectivamente. Por último, vale ressaltar a Índia que retira do litoral 69,76% do petróleo nacional.

A tabela I.3, mostra os principais produtores de petróleo *offshore* dos últimos quinze anos. De fato, estes países são responsáveis por mais de 70,0% da oferta marítima de hidrocarbonetos. Como pode ser observado, a Venezuela, Arábia

³ GIRAUD, André e BOY de LA TOUR, X. Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Ed. Technip, Paris, 1987.

Saudita, Reino Unido, México e a Noruega constituem-se nos mais importantes produtores mundiais *offshore*.

TABELA I.3 PRINCIPAIS PRODUTORES DE PETRÓLEO MARÍTIMO 1974-1990
(EM MIL BARRIS/DIA)

ANOS	1974	1979	1981	1983	1985	1987	1989	1990
Venezuela	2.071	1.050	1.043	1.128	951	931	918	982
Arábia Saudita	2.025	2.828	3.000	2.100	1.505	1.253	1.555	1.948
Reino Unido	nd	1.571	1.800	2.270	2.548	2.264	1.620	1.690
México	12	430	1.106	1.674	1.703	1.782	1.742	1.794
E.U.A	1.468	1.092	1.055	1.190	1.280	1.178	1.070	1.006
Noruega	35	356	509	615	756	913	1.447	1.644
Egito	147	363	570	509	743	734	555	720
Abu Dhabi	513	597	555	338	281	486	775	1.459
Nigéria	649	544	455	306	416	496	583	550
Índia	---	81	160	342	614	363	453	436
Brasil	nd	nd	100	197	392	397	401	443
Outros Países	2.389	3.606	3.284	3.054	3.985	4.126	4.543	4.646
10 maiores(%) ¹	74,34	71,19	75,18	76,31	71,15	69,69	68,43	70,61

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados Oil&Gas Journal Database, 1987 e vários números da revista Oil&Gas Journal.(1) Representa a participação dos 10 maiores produtores na formação da oferta de hidrocarbonetos. Obs: os dados foram arredondados.

Apesar da produção marítima ter se generalizado por diversas partes do mundo, valeria ressaltar a região do Golfo do México e o Mar do Norte. A primeira, caracteriza-se pela atuação das maiores companhias petroleiras e pela introdução de inovações tecnológicas pioneiras destinadas às atividades de E&P *offshore*, ao passo que a segunda vem se destacando pela produção crescente, com o objetivo de atender a demanda do mercado europeu.

O Golfo do México, representa uma das primeiras áreas de

exploração marítima internacional. Nos anos 1974 e 1979, essa região era responsável por cerca de 63,0% e 66,0%, respectivamente, da produção *offshore* dos EUA. No último decênio, esta participação manteve-se crescente, elevando-se para mais de 70% da extração marítima realizada nesse país. Através da tabela I.4, pode ser observada a evolução da produção no Golfo do México entre 1974-1990. A partir de 1987, houve um declínio da produção nessa região, face ao declínio da extração das jazidas submarinas mais antigas.

TABELA I.4 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO GOLFO DO MÉXICO(EUA) 1974-1990

ANOS	PRODUÇÃO DE ÓLEO BRUTO (10 ⁶ BARRIS/ANO)	(10 ³ BARRIS/DIA)	RESERVAS (10 ⁹ BARRIS/ANO)
1974	338	926	nd
1979	263	721	2,88
1981	263	721	2,90
1982	286	784	2,98
1983	320	877	3,41
1984	355	973	3,67
1985	350	959	4,05
1986	356	975	3,88
1987	328	899	3,50
1988	301	825	3,39
1989	281	770	3,03
1990	253	693	2,33

FONTE:Offshore Incorporation The OILMAN, 1993.

A região do Mar do Norte caracteriza-se pela atuação do Reino Unido e Noruega. As primeiras operações nesta região ocorreram na década de 1940, quando foram descobertas jazidas de gás natural. No final dos anos 1960, eram encontrados os primeiros reservatórios de petróleo naquela localidade⁴.

Como mostra a tabela I.5, no período de 1974-1979, as atividades *offshore* saltaram de 1.47 para 7.24 bilhões de

⁴GIRAUD, André e BOY de LA TOUR, X. op. cit. pg. 86-87

barris/ano. Durante a década passada, a extração no Mar do Norte vem crescendo gradualmente, graças ao desenvolvimento significativo de campos situados no setor norueguês.

TABELA I.5 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR DO NORTE 1974-1990

	PRODUÇÃO DE ÓLEO BRUTO	
	(10 ⁶ BARRIS/ANO)	(10 ³ BARRIS/DIA)
1974	1.47	40,5
1979	7.24	1.985
1981	8.48	2.323
1982	9.43	2.583
1983	10.77	2.952
1984	11.92	3.265
1985	12.45	3.412
1986	12.77	3.500
1987	10.40	3.302
1988	11.72	3.590
1989	12.91	3.256
1990	14.27	3.502

FONTE: 1987 Energy Statistics Sourcebook - Oil&Gas Journal e diversos números da revista Oil&Gas Journal. Obs: Os números foram arredondados.

A realização das atividades de E&P marítimas envolve a escolha de sistemas tecnológicos existentes, que serão sucintamente comentados nesse capítulo. A seleção de projetos de investimento nas zonas submarinas torna fundamental avaliar a produtividade de uma determinada jazida, bem como seu volume de reservas recuperáveis. No caso, são efetuados trabalhos que permitem a definição da estrutura geológica do reservatório que, por sua vez, facilitam a medição do potencial energético da

acumulação. Ademais, estes trabalhos subsidiam a escolha do sistema de produção adequado aquela região. Dessa forma, torna-se imprescindível à realização de um extenso programa de exploratório voltado para o reconhecimento da área, identificação das regiões produtoras de óleo, dos diferentes tipos de petróleo gerados no local, da superfície e camadas do solo marinho. Após ter identificado e mapeado esses reservatórios, passa-se às operações de instalação dos sistemas de produção.

As características climáticas e o meio ambiente tem um papel importante na definição dos custos de perfuração no mar, conseqüentemente estes podem diferencia-se enormemente. Como mostra a tabela I.6, os programas exploratórios podem ser bem menores em regiões onde prevalece condições ambientais favoráveis como no Golfo do México que exige menor volume financeiro, se comparados aos investimentos demandados no Mar do Norte. Por sua vez, estes gastos chegam a ser mais acessíveis nesta região em relação às atividades realizadas no Mar Beaufort (Canadá).

TABELA I.6 CUSTO DA PERFURAÇÃO NO MAR⁽¹⁾ (EM MILHÕES DE FF/1982)

REGIÃO	LDA's (*)	CUSTO
Golfo do México	30-300	10-20
África	nd	10-25
Mar do Norte	90-200	40-100
Mar de Beaufort	nd	100-150

FONTE: CHAMPLON, 1984. (*) O termo refere-se a distância entre a superfície e o solo marinho, medida em metros. (1) O cálculo sobre o custo de uma perfuração em cada uma dessas regiões marítimas.

Na implantação dos sistemas de produção, são consideradas preferencialmente as alternativas tecnológicas comprovadas, particularmente as plataformas fixas, navios e plataformas semi-submersíveis. Ademais, tem surgido novas concepções voltadas para extração marítima em áreas mais profundas, nas quais vem sendo testadas em nível internacional. No caso, vale ressaltar a plataforma de pernas atirantadas e as torres complacentes.

A tabela I.7, refere-se aos estudos de viabilidade econômica que avaliavam o potencial de aplicação dos conceitos de exploração nas principais regiões de produção *offshore*, como o Golfo do México e Mar do Norte. Segundo estes dados, o Mar do Norte tende a sofrer uma sensível elevação dos custos de investimento dos sistemas de produção. Isto se deve às condições ambientais mais rigorosas presente naquela região, demandando sistemas de produção de grande porte principalmente para resistir a ação das tempestades, ventos, correntezas, entre outros. Quanto ao Golfo do México, caracteriza-se pelos reservatórios em áreas mais profundas, mas relativamente por ser uma região onde as condições ambientais são mais favoráveis do que no Mar do Norte. Vale salientar que os investimentos em cada um desses sistemas, envolve número enorme de operações marítimas, procedimentos de instalação da plataforma, da aquisição de sofisticados equipamentos e componentes submarinos, entre outros.

TABELA I.7 ALTERNATIVAS DE PRODUÇÃO NAS PRINCIPAIS REGIÕES DE PRODUÇÃO OFFSHORE (MILHÕES DE DÓLARES CONSTANTES/1986)

Opções Sistemas de Produção	Mar do Norte		Golfo do México	
	LDA's (M)	Custo US\$	LDA's (M)	Custo US\$
Plataforma Fixa	300-350	300	300-450	150-400
Torre Complacente	300-350	450	450-600	250-450
TLP	300-350	600	450-600	225-250
Semi-Submersível(#)	300-350	150	450-600	120-140
Navio	nd	nd	450-600	80-100

FONTE: LA TOUR e et. alli(1986). (#) trata-se das plataformas semi-submersíveis.

Os reservatórios *offshore* podem ser classificados como campos tradicionais, campos em águas profundas e aqueles campos

considerados marginais⁵. No caso, os campos tradicionais representam as acumulações situadas em áreas com profundidade inferior a 350-400 metros, comumente denominados de campos em lâminas d'água (LDA's) rasas. As jazidas situadas nas regiões onde predomina cota barimétrica superior a 400 metros, também são conhecidos como reservatórios das águas profundas. Finalmente, chama-se de campos marginais as reservas com menor volume de petróleo e/ou gás natural, portanto não justificando a instalação de sistemas definitivos de produção, e/ou as que estão situadas em locais distantes dos demais reservatórios daquela região, implicando em gastos maiores para realizar o desenvolvimento da produção da jazida.

Na tabela I.8, passa-se a estimativa dos custos das atividades de produção no mar. Como pode ser observado, os custos dos campos *offshore*, que utilizam técnicas e equipamentos convencionais oscilam em torno de US\$ 12 a 30 dólares por barril. Entretanto, os procedimentos de operação dos equipamentos submarinos existentes podem ser empregados de forma otimizada, possibilitando a redução dos custos de produção que passariam a variar entre US\$ 10 e 20 dólares por barril. Nos reservatórios tradicionais, os custos operacionais poderiam ser reduzidos cerca de 40% e os gastos com implantação do sistemas de produção diminuiriam em torno de 28,57%, portanto o custo de produção desses reservatórios cairia de US\$ 12 para 10 dólares por barril. Quanto aos reservatórios situados em águas profundas, nestes também haveria condições de redução de custos nas rotinas de operação e de implantação dos sistemas de produção, calculados em 50,0% e 80,0%, respectivamente. Sendo assim, o custo do barril de US\$ 30 passaria a US\$ 20 dólares. Por fim, vale ressaltar que o desenvolvimento de campos marginais apresentaria potencial de redução de 75%, relacionado apenas aos custos de operação. Nestes últimos, o preço

⁵LEPRINCE, P. "Reduire les coûts des opérations pétrolières". in Institute Français du Pétrole, vol.41, n.2, mars-Avril, 1986, Paris.

o barril declinaria de US\$ 18 chegando a 15 dólares.

TABELA I.8 ESTIMATIVA DE CUSTO DE PRODUÇÃO DE CAMPOS OFFSHORE
(EM US\$/BARRIL - DOLARES CONSTANTES DE 1986)

CUSTOS(*)	RESERVATÓRIOS TRADICIONAL ¹		OFFSHORE ÁGUAS PROFUNDAS ²		MARGINAL	
	CONV.	OTIMIZ.	CONV.	OTIMIZ.	CONV.	OTIMIZ.
OPERACIONAIS	3,5	2,5	6,0	4,0	7,0	4,0
INVESTIMENTO						
Infra-estrutura	4,0	4,0	6,0	6,0	2,0	2,0
Implantação	4,5	3,5	18,0	10,0	9,0	9,0
Custo Total	12,0	10,0	30,0	20,0	18,0	15,0

FONTE: LE PRINCE (1986). (*) Custos utilizando técnicas de forma convencional(conv.) ou otimizadas(otimiz.). 1-Reservatório situado em LDA's até 350-400 metros. 2-Campo marítimo localizado em áreas superior a 400 metros.

Ademais, as atividades *offshore* vem reduzindo significativamente o volume de recursos a realizar em projetos de investimento, graças à mudança técnica desenvolvida pelas empresas que atuam na E&P marítima, bem como por àqueles subsectores vinculados a essas atividades/operações. Nesse sentido, destaca-se a pesquisa exploratória que tem incorporado novas ferramentas em seus trabalhos, como a aplicação intensiva da informática e computadores de última geração, que visam elevar a capacidade de descoberta de novos reservatórios e na medição do potencial energético das jazidas de petróleo. Vale ressaltar também que o aperfeiçoamento dos procedimentos de perfuração, dos sistema de controle do poço, de modificações expressivas nos equipamentos e componentes submarinos, surgimento de novas concepções tecnológicas destinadas à produção de campos de grande porte.

Sendo assim, deve-se passar à narrativa da evolução tecnológica das atividades *offshore* no mundo, visto a importância dessas operações na formação da oferta de hidrocarbonetos mundial.

1.2 Evolução Tecnológica Offshore Internacional.

As explorações de petróleo submarino remontam ao final do século ao passado, quando foram realizadas as primeiras prospecções nas proximidades do Mar Cáspio e na costa oeste dos Estados Unidos⁶. Essas operações ocorriam esporadicamente, sendo realizadas por intermédio de estruturas e equipamentos improvisados. Particularmente, no ano 1906/07, construiu-se um *pier* para a realização de perfurações marítimas na Califórnia a 6 metros de profundidade.

As décadas de 1920 e 1930, marcam o começo dos trabalhos exploratórios na Venezuela (lago de Maracaibo) e nas margens do Estado da Louisiana e em Los Angeles. Nesse período, foram descobertos os campos Lagunillas(1926), Tia Juana(1928) e Baquero(1930) na Venezuela; a jazida Wilmington(1926) em Los Angeles e reservatório Creole(1938) em Louisiana. Consequentemente, surgiram estruturas mais adequadas às prospecções marinhas. As primeiras plataformas fixas instaladas nessas regiões eram basicamente de madeira reforçadas com hastes de ferro⁷. Na Venezuela, a primeira plataforma de perfuração foi instalada em lâmina d'água de 30 metros.

Nas décadas de 1940 e 1950, as atividades de E&P marítimas expandem-se para outras regiões, principalmente para o Golfo do

⁶WHITEHEAD, Harry. An A-Z of Offshore Oil&Gas - An illustrated international glossary and references guide to the offshore Oil&Gas industries and their technology, Houston, Gulf Publishing Company, 1981.

⁷ Nesse período, as plataformas não se diferenciavam fundamentalmente daquelas instaladas no continente. Todavia, essas estruturas eram mais pesadas para resistir às condições ambientais.

México, Oriente Médio, África Ocidental e Mar do Norte. Para tanto, surgiram navios de grande porte dotados de equipamentos de prospecção (laboratórios para estudos exploratórios, sondas de perfuração, entre outros). Ademais, foram inauguradas as plataformas fixas de aço e plataformas fixas por gravidade (em aço ou concreto) no Golfo do México.

As plataformas fixas são firmadas junto ao solo oceânico, por intermédio de uma jaqueta de aço ou por uma estrutura de concreto (fixas por gravidade).

As jaquetas são tubulações metálicas entrelaçadas que dispõe de câmaras de flutuação acopladas. Estas câmaras cumprem basicamente duas funções: facilitam o transporte n'a água e reduzem o peso da jaqueta sobre o solo marinho. Essas plataformas são consideradas instalações adequadas também às condições ambientais mais severas, muito embora seu custo final cresça sensivelmente à medida em que a lâmina d'água aumenta. (ver figura 1)

Quanto as plataformas fixas por gravidade podem ter sua base de apoio projetada em concreto e, em alguns casos, com aço. No caso, a primeira requer menor manutenção na base de apoio do que a segunda. Elas projetadas para suportar grandes cargas sobre o convés e facilitar o armazenamento de petróleo e gás natural. A plataforma de concreto são utilizadas principalmente nas regiões marítimas de clima mais rigoroso. (ver figura 2)

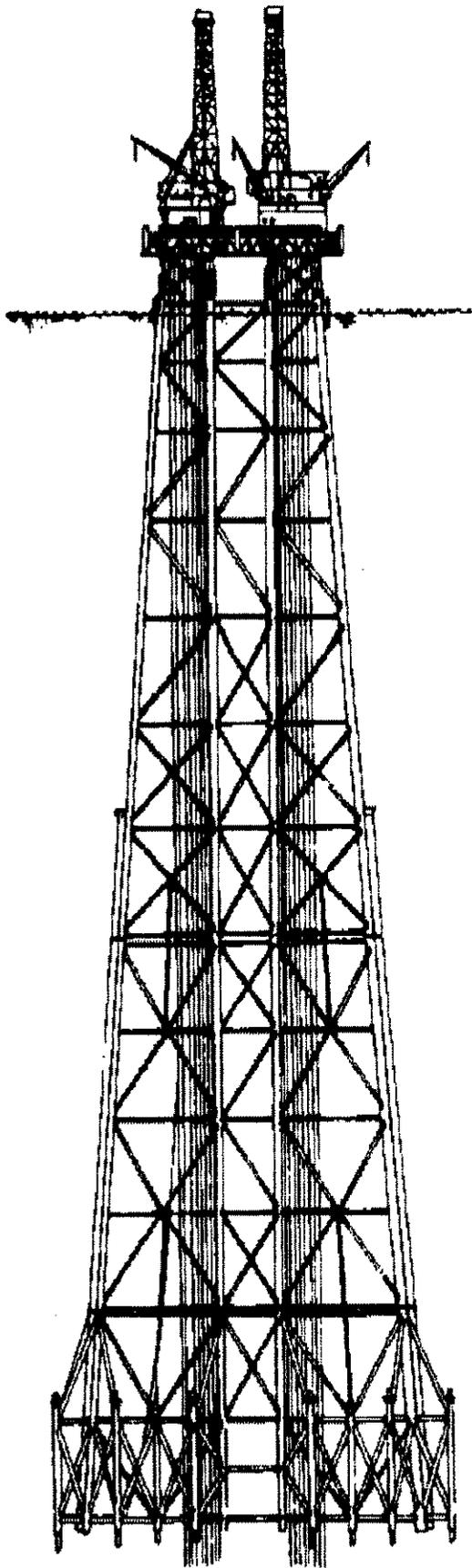


FIGURA 1 - PLATAFORMA FIXA COM JAQUETA

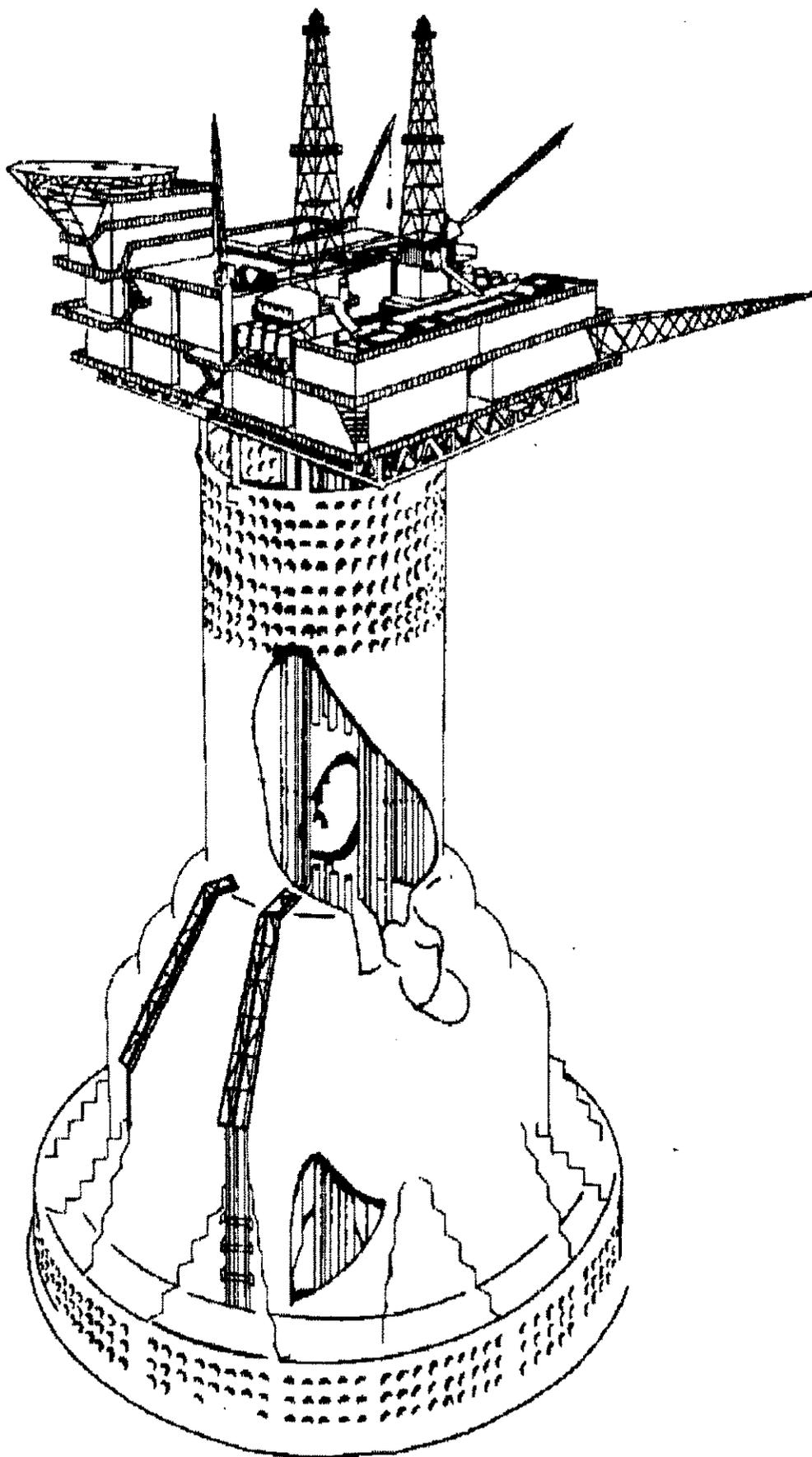


FIGURA 2 - PLATAFORMA FIXA DE CONCRETO

Nos anos 1960, cresceram as explorações particularmente no Mar do Norte, no Alasca, alguns países da África ocidental, no Golfo Pérsico e na Austrália. Nesse período, a companhia anglo-holandesa Shell Oil realizou suas primeiras intervenções comerciais *offshore* no Golfo do México utilizando sistemas flutuantes com plataformas semi-submersíveis⁸.

As plataformas semi-submersíveis são estruturas flutuantes, ancoradas por cabos e amarras em catenária. Estas plataformas foram originalmente projetadas para atividades de perfuração, todavia passaram a ser empregadas como unidades temporárias de produção. A utilização dessas plataformas como sistemas de produção possibilitou o aproveitamento de campos marginais, bem como daqueles reservatórios dispersos em uma bacia petrolífera. Vale também ressaltar que os navios passaram a ser empregados como sistemas de extração marítima.

Para instalação de sistemas flutuantes⁹ de produção (SFP) empregando plataformas semi-submersíveis e/ou navios, são imprescindíveis determinados equipamentos e componentes submarinos que possibilitam realizar a conexão entre o poço e a plataforma. De fato, estes últimos são fundamentais para produção e transporte do óleo e/ou gás extraído no reservatório marinho. Conforme mostra a figura 3, os principais equipamentos e componentes submarinos, são: *template/manifold*, árvore de natal molhada (ANM), *risers* (rígidos e/ou flexíveis) e linhas submarinas.

⁸ As plataformas semi-submersíveis caracterizam-se pelos sistemas de completação submarina. Estes sistemas são procedimentos operacionais necessários para que poços nas regiões marítima possam realizar a produção de hidrocarbonetos por intermédio dessas plataformas. No caso, estas operações envolvem a instalação de equipamentos marítimos sobre a cabeça de um poço, principalmente da árvore de natal que possibilita controlar a vazão de óleo e/ou gás. Vale salientar que nas plataformas fixas a completação é realizada sob seu convés, ou seja, chama-se completação seca.

⁹ No caso, podem ser considerados sistemas flutuantes todas as concepções que não tem a estrutura de apoio fixado no solo do mar.

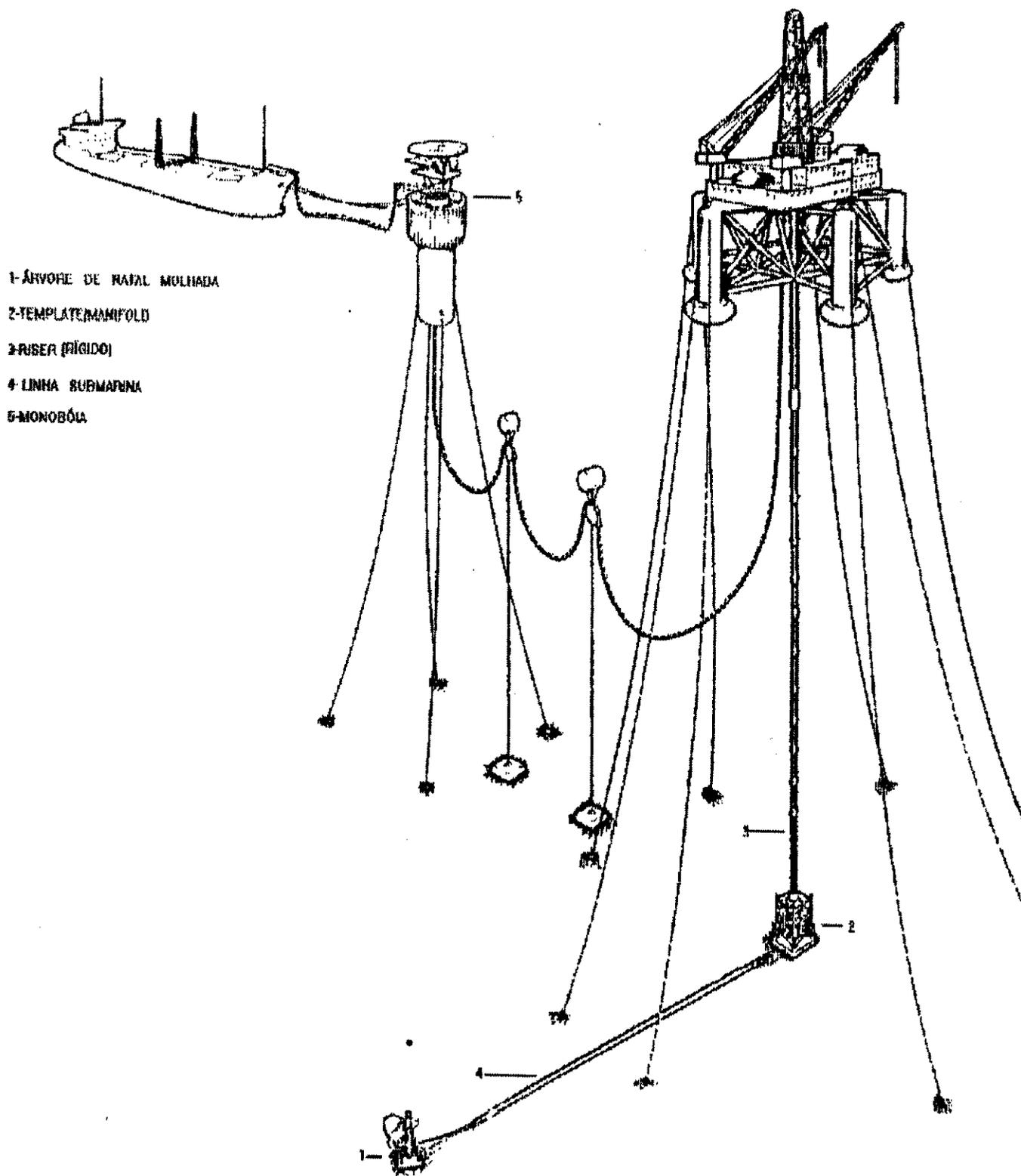
A árvore de natal molhada é um equipamento que se encontra instalado na cabeça de um poço submerso. Este equipamento é responsável pelo controle dos fluxos de óleo e/ou gás produzidos pelo poço.

Os *risers* e as linhas submarinas, são componentes do sistema fundamentais para a realização do transporte do petróleo e/ou gás produzido pelos poços até a plataforma.

O *template/manifold* é um equipamento colocado sobre o solo marinho, sendo muito importante nas operações de perfuração e produção. No caso, este equipamento auxilia a perfuração de poços, instalação da plataforma e no controle da produção desses poços. O *template/manifold* é formado por uma ou várias árvores de natal. Na realidade, a vantagem desse equipamento deve-se a possibilidade de otimizar a utilização de *risers* dos poços que se encontram a pequenas distâncias e permitir maior controle dos fluxos sobre vários poços para a plataforma.

Com relação as plataformas semi-submersíveis e os navios, vale destacar que estas concepções, posteriormente, passaram também a ser equipadas com o sistema de posicionamento dinâmico(DP). Este sistema é formado por sensores acústicos instalados tanto na cabeça do poço como no casco do navio e/ou da plataforma. Esses sensores emitem sinais que facilitam detectar oscilações e o movimentos da estrutura (casco do navio ou plataforma). Caso seja identificado desvios na estrutura que comprometam as atividades de E&P, motores existentes na plataforma ou navio são acionados, dessa forma restaurando a posição, possibilitando a realização das operações.

FIGURA 3 SISTEMAS FLUTUANTES DE PRODUÇÃO UTILIZANDO NAVIO E PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL



A década de 1970, caracteriza-se pela ampliação dos projetos de investimento de grande vulto nas fronteiras marinhas, incorporando regiões cada vez mais profundas. As plataformas semi-submersíveis e navios passaram a explorar áreas com lâminas d'água(LDA's) superior aos 400 metros. Com relação aos sistemas flutuantes de produção, destaca-se a implantação do primeiro SFP empregando uma plataforma semi-submersível de perfuração adaptada para extração de petróleo e gás natural. Este sistema foi instalado visando o aproveitamento de poços marginais localizados no campo de Argyll (Mar do Norte), em LDA's de 76-79 metros. Na segunda metade da década, as companhias Exxon e Shell Oil foram responsáveis pela montagem das plataformas fixas de grande porte no Golfo do México, em lâminas d'água entre 260 e 312 metros, respectivamente.

No último decênio, a indústria internacional *offshore* inaugurou sistemas de produção introduzindo novas concepções tecnológicas a saber: plataforma torre complacente (CT) e a plataforma de pernas atirantadas (TLP). A plataforma torre complacente, constitui-se pela estrutura de aço entrelaçado que se mantém na posição vertical através de estais, ligados a pesos apoiados no solo marinho. Sua estrutura metálica dispõe de câmaras de flutuação que, associadas ao sistema de estaqueamento, possibilitam reduzir o sobrepeso do suporte de apoio fixados no solo marinho. Quando há tormenta no mar, estes estais são elevados visando dar flexibilidade a estrutura metálica. (ver figura 4)

As plataformas de pernas atirantadas (TLP's), são sistemas flutuantes firmados na superfície do oceano por intermédio de cabos e/ou tubos tracionados verticalmente. Estes cabos são dotados de juntas nas extremidades que ligam a base fixada no solo marinho e da estrutura, que permitem a plataforma realizar movimentos laterais sem tensionar suas pernas. Caso uma das pernas precise por qualquer motivo ser retirada temporariamente, o sistema de amarração distribuí a tensão sobre outros cabos de forma aceitável. (ver figura 5)

ESTAIAS

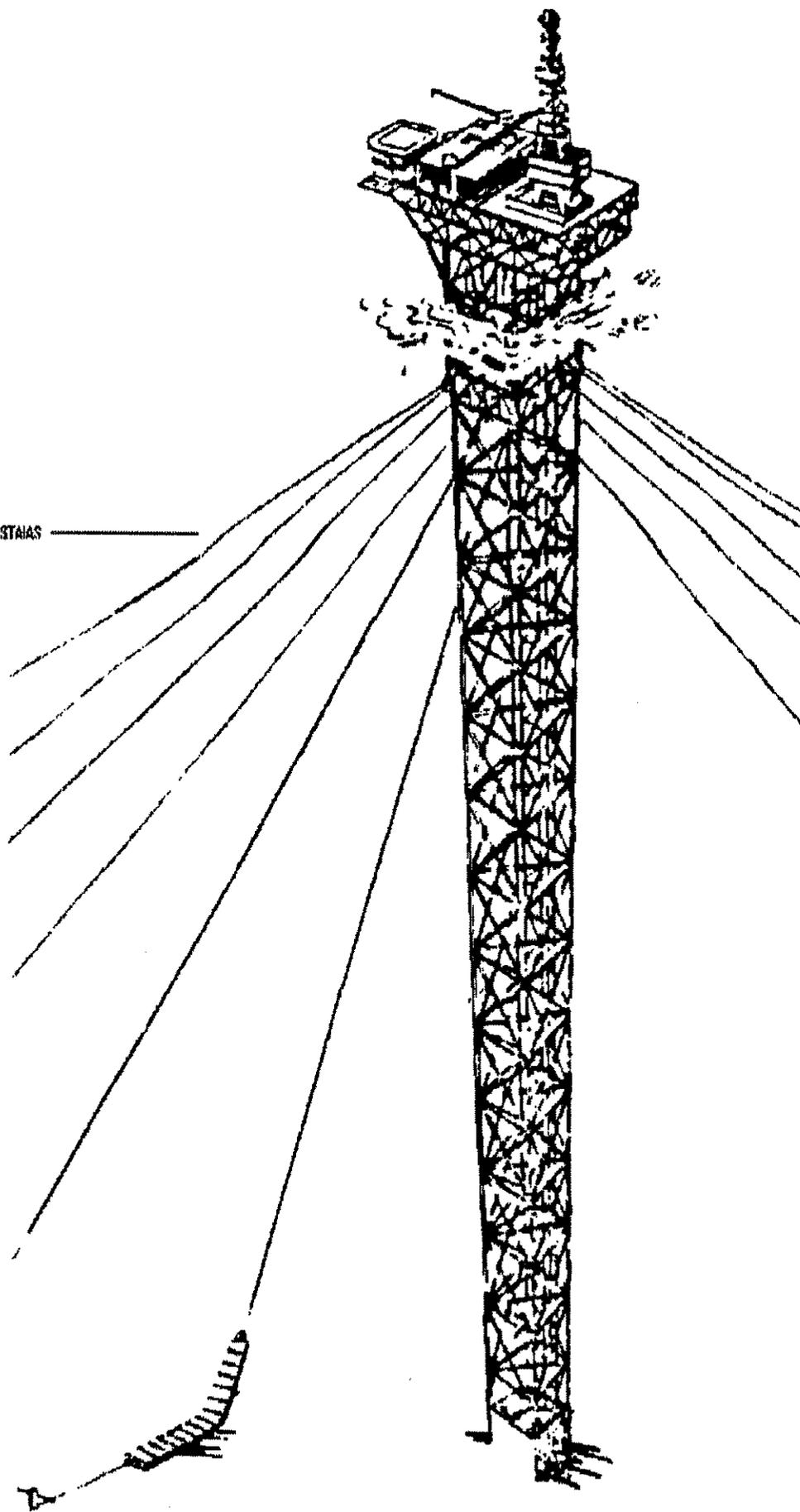


FIGURA 4 TORRE COMPLACENTE

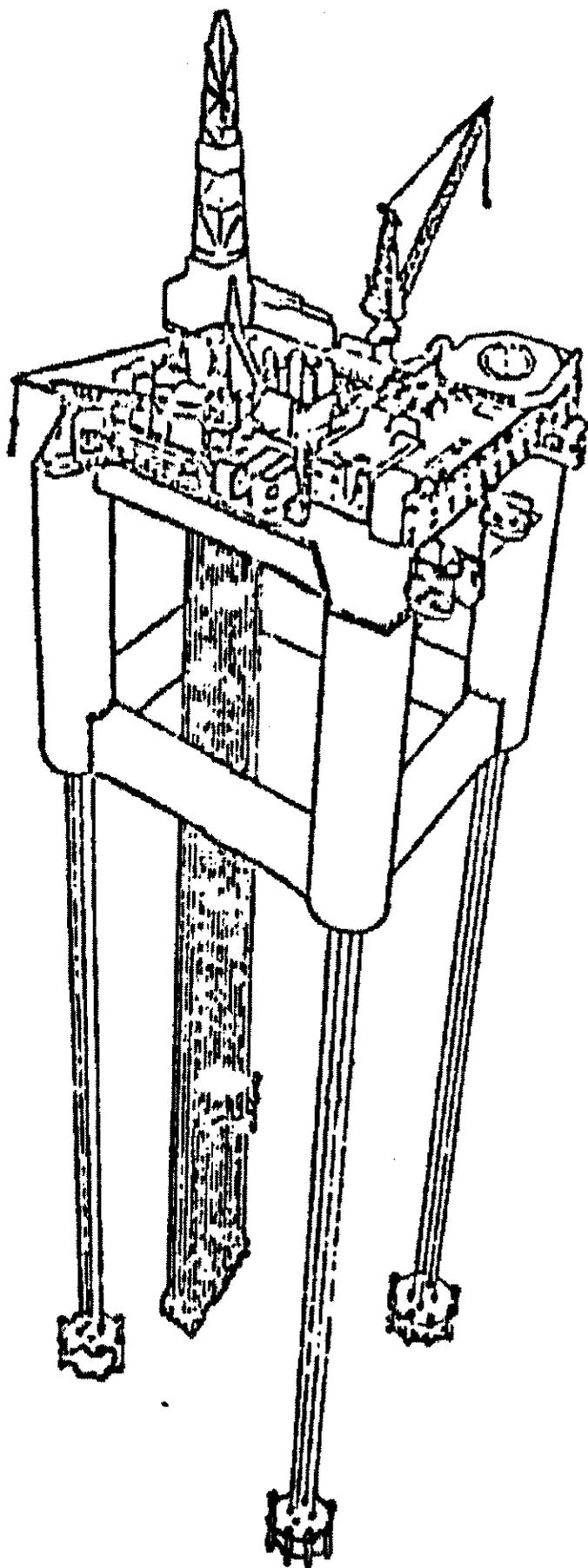


FIGURA 5 - PLATAFORMA DE PERNAS ATIRANTADAS (TLP)

A plataforma torre complacente vem sendo utilizada pela companhia Exxon no Golfo do México (campo de Lena, 1984). Quanto as TLP's, estas entraram em operação no Mar do Norte (campo de Hutton) e no Golfo do México (campo Jolliet) em LDA's de 148 e 540, respectivamente.

Vale ainda destacar que no final da década passada foram implantados o sistema flutuante de produção pioneiro (campo Green Canyon) e da plataforma fixa (campo de Bullwinkle), ambas instaladas no Golfo do México para intervenção em águas profundas. O quadro I.2, mostra sucintamente os principais marcos da atividade *offshore* internacional.

QUADRO I.2 EVOLUÇÃO TÉCNICA DAS PLATAFORMAS E OPERAÇÕES MARÍTIMAS

ANO	PLATAFORMA/OPERAÇÃO	LOCAL/CAMPO	LDA(m)
1924	Plataforma Fixa	Lago de Maracaibo	30
1947	Plataforma Fixa de Aço	Golfo do México	6-15
1958	Plataforma Fixa por Gravidade	Califórnia	31
1960	Completação Submarina	Golfo do México	18
1962	Plataforma Semi-submersível	Golfo do México	nd
1971	Embarcação c/ DP	nd	nd
1972	Plataforma Semi-submersível c/ DP	Brunei nd	411
1975	S.F.P. c/ semi-submersível	Mar do Norte (Argyll)	76-79
1976	Plataforma Fixa de Aço	Califórnia (Hongo)	260
1978	Plataforma Fixa de Aço	Golfo do México	312
1981-4	S.F.P.c/ Semi-submersível	Mar do Norte (Buchan, Argyll/Duncan)	80-110
1984	Torre Complacente	Golfo do México (Lena)	304
1984	TLP	Mar do Norte (Hutton)	148
1988	Plataforma Fixa de Aço	Golfo do México (Bullwinkle)	412
	S.F.P. c/ Semi-submersível	(Green Canyon)	470
	TLP	(Jolliet)	540

FONTE: Elaboração própria a partir dos dados IFP, Petrobrás, Revista LA RECHERCHE(1989).

Atualmente, encontra-se em desenvolvimento em nível internacional novas concepções tecnológicas de exploração que poderão vir a modificar sensivelmente a intervenção *offshore* mundial, trata-se dos sistemas de bombeamento submarino. Existe dois conceitos de bombeamento a saber: o sistema de separação e

bombeamento multifásico(SSS) e o sistema de bombeamento múltifásico(BMS). O primeiro, caracteriza-se por ser um equipamento instalado no fundo do mar, capaz fazer a separação entre o óleo bruto e gás natural e, posteriormente, transportá-los para uma plataforma instalada nas áreas mais rasas e/ou instalações em terra. Este conceito propicia a aplicação de tecnologias convencionais, onde os estudos existentes poderão desenvolver um novo sistema de produção no período de tempo menor.

Quanto ao sistema de bombeio multifásico (BMS), trata-se de uma concepção de bomba, também instalada no oceano, que permitiria transportar as misturas líquido/gás/sedimentos produzidas por um reservatório marinho deslocando para uma plataforma ou o continente, prescindindo dos processos de separação dessas misturas. Este sistema possibilitará o desenvolvimento das jazidas de hidrocarbonetos em campos marginais, nas áreas rasas e, principalmente, das acumulações localizadas em águas profundas.

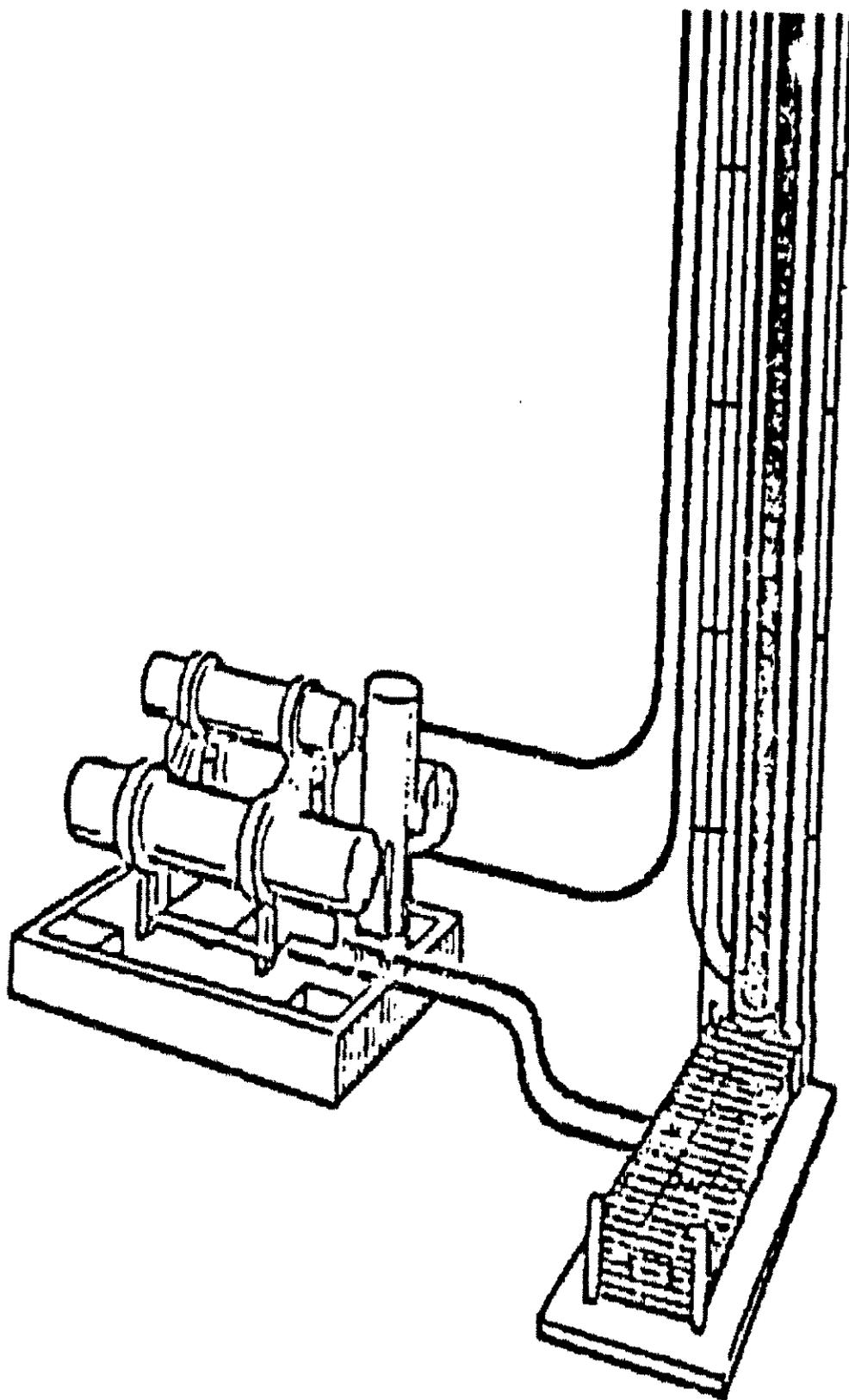


FIGURA 05 - SISTEMA DE SEPARAÇÃO E BOMBEAMENTO MULTIFÁSICO

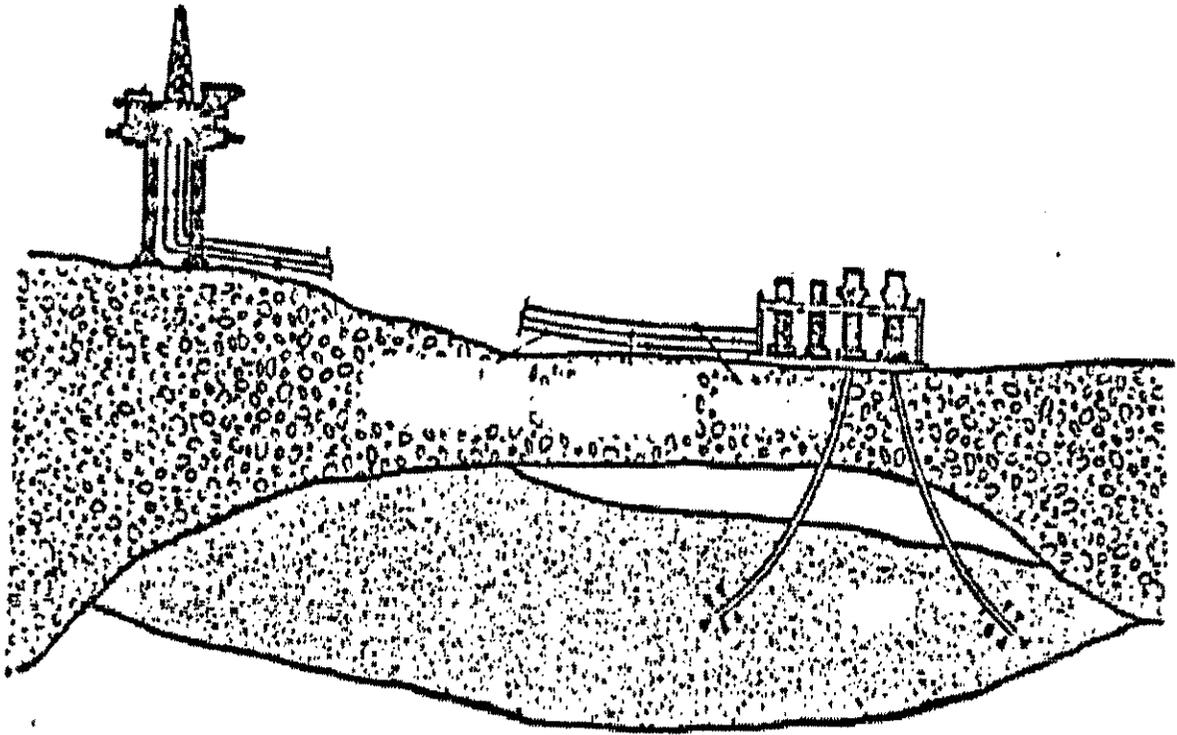


FIGURA 7 SISTEMA DE BOMBEAMENTO MULTIFÁSICO

As atividades *E&P offshore* consolidaram-se na indústria petroleira mundial, conservando algumas características bastante distintas dessa indústria. Nesse sentido, considera-se necessário a compreensão dos aspectos mais marcantes dessas atividades, visando o entendimento e a natureza de seus esforços tecnológicos.

1.3 Características das Atividades Offshore

As atividades marítimas particularizam-se enquanto segmento recente da indústria petroleira, tendo como principais características: i) vínculos estreitos estabelecidos entre companhias petroleiras e significativa rede de serviços e fornecedores de equipamentos; ii) expressivo volume de recursos alocados em projetos de investimento; iii) ser mais suscetível às flutuações na demanda por atividades de *E&P* de hidrocarbonetos; iv) rápido progresso técnico; v) volume significativo gasto em *P, D&E*; vi) atividades que demandam múltiplas formas de parceria técnica.¹⁰

As atividades de *E&P* nas regiões marinhas, vem requerendo a formação de uma cadeia de prestadores de serviços técnicos e fabricantes de materiais enormemente especializados. Na prestação de serviços, podem ser envolvidas empresas com capacitação técnica para realização de estudos geológicos, instalações submarinas (oleodutos, gasodutos, entre outros), projetistas de sistemas de produção (concepção de plataformas, equipamentos e componentes submarinos), companhias petroleiras operadoras de diversos modelos de plataformas de perfuração e produção (operação e supervisão de sistemas), empresas de consultoria, firmas de projetos em engenharia robótica, contratação de *P&D* junto a órgãos de pesquisa, entre outras. Com relação aos fabricantes de equipamentos marítimos, destaca-se a constituição de uma rede de contratantes e

¹⁰ COOK e LESLEY. "The offshore supply industry: fast, continuous and incremental change". ed. M. Sharp. Europe and New Technologies. London, Frances Pinter, p.213-262, 1985.

subcontratantes em vários ramos articulados direta e/ou indiretamente com fornecedores da indústria *offshore* (aços especiais, novos materiais, robótica, telemática, etc). A constituição dessa extensa rede de fabricantes, deve-se ao elevado nível de especificidade e sofisticação existente no conjunto de equipamentos e componentes utilizados na montagem dos sistemas de produção marítimos. Nesse sentido, essa indústria tornou fundamental o estabelecimento de elos mais estreitos entre usuários, produtores de equipamentos e prestadores de serviços. Ademais, essas atividades vem sendo realizadas tanto por transnacionais, como por empresas de pequeno e grande porte.

O montante de recursos financeiros aplicados em projetos de investimentos *offshore* são elevados. Todavia, a magnitude dos reservatórios encontrados em várias regiões marinhas tem permitido retorno do investimento viável, como também tornaram as atividades de E&P submarinas competitivas, se comparadas aos custos *offshore* com alguns projetos realizados em regiões do continente. Conforme havia sido mencionado anteriormente, reservatórios terrestres, em várias partes do mundo, tem apresentado sinais visíveis de declínio.

Nos períodos de retração das atividades da indústria petroleira internacional, o nível das operações de E&P submarinas tende a diminuir mais acentuadamente do que em áreas terrestres. Este aspecto, deve-se tanto ao maior grau de incerteza e risco como também do prazo maior necessário à maturação dos projetos de investimento desses empreendimentos¹¹. Entretanto, nas áreas onde as atividades de E&P *offshore* estão mais consolidadas, observa-se um ritmo de crescimento menor.

A mudança técnica na indústria *offshore* resulta tanto do desenvolvimento de novos sistemas de produção (*major innovation*), como do melhoramento de natureza incremental das concepções tecnológicas existentes (*minor innovation*). Estes aperfeiçoamentos

¹¹ A implantação de um sistema de produção pode chegar a levar 4-6 anos.

estão fortemente apoiados por processos de aprendizagem operacional e adaptativo, bem como do conhecimento adquirido através da implantação de novos projetos de investimento. Tais processos de aprendizagem estão embasados em rotinas de P,D&E em campos de conhecimento que demandam pesquisa básica orientada. Para tanto, vale destacar os seguintes campos de saber: oceanografia, geologia marinha, microeletrônica (instrumentação para medição), veículos de operação por controle remota (VOR's), ferramentas para desenvolvimento de projetos conceituais de sistemas e equipamentos. No caso, a pesquisa básica tem sido desenvolvida principalmente por laboratórios sustentados por órgãos governamentais, como também por instituições de pesquisa mantidas através de contratos estabelecidos diretamente com empresas interessadas e/ou em regime de consórcio.

Por último, vale ressaltar a articulação internacionalizada das atividades de E&P *offshore* marcada pela formação de *joint ventures* entre empresas como instrumento de capacitação tecnológica e penetração de mercados. Este fenômeno tem ocorrido, frequentemente, entre consultoras e firmas de instalação submarina que prestam serviços em análises sísmicas e estudos sobre técnicas de exploração; entre firmas que realizam perfurações horizontais e nas empresas que desenvolvem equipamentos submarinos.

1.4 Políticas Públicas na Indústria Offshore

A intervenção do Estado contribuiu muito para o surgimento da indústria de E&P marítima em diversos países. Ademais, as iniciativas do Estado foram fundamentais para a formação de instituições de pesquisa que dão suporte técnico para a indústria *offshore* local. Para tanto, toma-se o caso dos países europeus, principalmente da França, Reino Unido e Noruega.

As primeiras prospecções submarinas realizadas na Europa ocorreram no Mediterrâneo por volta da década de 1940, prevalecendo significativamente a contratação de empresas multinacionais americanas. Face ao crescimento da demanda por derivados de

hidrocarbonetos, alguns países da região inauguraram processos de capacitação tecnológica com vistas à consolidação da indústria do petróleo.

No ano de 1945, o governo francês instituiu o *Bureau de Recherche Petroleum* e o *Institut Français du Pétrole (IFP)*. Posteriormente, estabeleceu no país a empresa petroleira Elf-Aquitaine (SNEA, 1948)¹². A partir da década de 1950, a política industrial francesa passou a considerar a atividade *offshore* como estratégica para a indústria do petróleo nacional, resultando na concessão de incentivos tarifários. O objetivo do Estado era fortalecer as atividades de E&P das companhias francesas, bem como contribuir no sentido de tornar competitivas as exportações de equipamentos, consolidar as empresas de consultorias, entre outras.

Com a independência da Argélia (1962), a França perdeu controle sobre significativos campos de petróleo. Devido à impossibilidade de suprimento sustentável via fontes locais, colocava-se como imperativo intensificar esforços em outras regiões produtoras de hidrocarbonetos. Conseqüentemente, as companhias petroleiras francesas ampliaram sua atuação em áreas *offshore*, principalmente na África Ocidental, no Mar do Norte e na Tunísia.

Na França, as iniciativas em P,D&E são articuladas por quatro distintos pólos a saber: i) o *Institut Français du Pétrole(IFP)*; ii) as companhias petroleiras nacionais SNEA e Total-CFP; iii) as filiais das empresas Esso, British Petroleum(BP), Shell, Mobil e Fina; iv) as indústrias de equipamentos e serviços *offshore*.¹³

A coordenação das diversas instâncias de pesquisa voltadas à intervenção marítima, vem sendo realizada através de comitês técnicos. Estes últimos, avaliam programas de P&D auxiliando o

¹² Na década de 1920 foi estabelecida a *Compagnie Française des Pétroles (CFP)*.

¹³ TOUR, X. BOY de la. "Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier". in *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, France, vol. 44, n.1, janvier-février, 1989, pg. 2-27.

estabelecimento de prioridades nas atividades de investigação realizadas no país. Nesse sentido, destaca-se o *Comité d'Études Pétrolières Marine (CEP&M, 1963)*¹⁴, *Comité des Programmes Exploration-Production (COPREP)* e o *Conseil de Liaison des Associations de Recherche sur les Ouvrages em Mer (CLAROM)*.

Outro aspecto importante a destacar, trata-se da estreita relação do IFP - considerado órgão-chave na investigação dessa indústria no país - junto às companhias petroleiras nacionais. Ambos, participam ativamente da definição de esforços dos vários organismos de pesquisa local, bem como estão presente na comissão responsável pela gestão do fundo de pesquisa governamental do *Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS)*.

Ao longo dos anos 1960, o Reino Unido passou a consolidar suas intervenções marítimas na região do Mar do Norte¹⁵. Na década de 1970, as expectativas em relação a plataforma continental britânica cresceram significativamente, a partir da descoberta do primeiro campo gigante (Forties, 1970). Conseqüentemente, o ritmo das explorações elevou-se permitindo a identificação de outras jazidas gigantes.¹⁶

Com o propósito de estimular a participação de empresas nacionais na indústria *offshore* foi criada a companhia estatal *British National Oil Corporation (BNOC)*. Posteriormente, sob a égide do partido conservador, governo britânico resolveu instaurar

¹⁴O CEP&M tornou-se órgão de referência quando foi criado o *Groupment Européen de Recherches Technologiques sur les hydrocarbures (GERTH)*. Para maiores detalhes ver COOK e LESLEY (1985), op. cit. pg.235-240.

¹⁵No ano de 1964, o Parlamento britânico sancionou o *Continental Shelf Act*, no qual reconhecia a plataforma continental como parte integrante do seu território nacional. Este ato garantia ao Estado o direito à concessão de licença para exploração de óleo e gás em reservatórios marinhos.

¹⁶COOK, Lesley and SURREY, John. *Government Policy for the offshore supplies industry - Britain compared with Norway and France*. SPRU Occasional paper series no_21, University of Sussex, October, 1983.

um amplo processo de privatização. No caso, a BNOC foi transferida para Bristoil.

No começo dos anos 1990, a estimativa de reservas provadas encontradas na margem continental do Reino Unido chegava 4,2 bilhões de barris de petróleo e a produção acumulada alcançara 9,4 bilhões. Como mostra a tabela I.9, havia 43 campos de petróleo descobertos na parte britânica, destacando-se a atuação das companhias Royal Dutch Shell, BP e Amoco.

TABELA I.9 - RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO SETOR BRITÂNICO (EM 10³ BARRIS/ANO)

EMPRESAS	RESERVATÓRIOS
Shell	Brent, Fulmar, Dunlin, Auk, N&S.Cormorant, Elder, Kittiwake, Tem
BP	Forties, Magnus, Buchan, Clyde, Cyrus, Deveron, Don, Magnus, Thistle
Chevron	Ninian
Occidental	Piper, Claymore, Scapa
Conoco	Hutton, Murchison
Mobil	Beryl, Linnhe, Ness
Amoco	NW Hutton, Arbroath, Indefatigable, Lenam, Montrose
Hamilton Bros. Oil & Gas LTD.	Argyll, Crawford, Duncan, Innes
Marathon	Central Brae, North Brae, South Brae
Texaco	Tartan, Highlander, Petronella
Outros	Heather, Maureen
Reservas provadas	4.255.620
Produção anual	9.443,2

FONTE: Oil&Gas Journal, 1991.

As ações do governo britânico em apoio as atividades de E&P submarina coincidiram com o estabelecimento do *Science and Engineering Research Council (SERC)* e do *Offshore Energy Technology Board*, este último subordinado ao Departamento de Energia. Ademais, foi criado um fundo destinado aos organismos de pesquisa como o *Institute of Geological Sciences*, *Institute of Oceanographic Sciences* e diversos laboratórios governamentais, particularmente o *National Engineering Laboratory e Marine Technology Support Unit*. O SERC, entre suas atribuições, é responsável pela formação de vínculos com instituições de pesquisa do país para a realização de estudos sobre aspectos relativos à pesquisa exploratória, produção e propriedades dos hidrocarbonetos.

Na Noruega, os esforços *offshore* locais foram inaugurados pela indústria de construção naval, nas operações de perfuração e construção de instalações no Mar do Norte. No final da década de 1960, era encontrada a primeira grande acumulação marítima no setor norueguês, conhecida como campo Ekofisk (1969). Naquele período, o país atravessava problemas sociais provocados pelo desemprego, fatores estes que culminaram com o estabelecimento de uma política nacionalizante. Consequentemente, foi constituída a estatal petroleira Statoil (1972) e a companhia de economia mista Norks Hydro. No ano de 1990, a Statoil era responsável por metade da produção do setor norueguês. Ademais, esta estatal exerce influência na definição das concessões dos blocos de exploração do país, como também participa das decisões junto as companhias estrangeiras com relação aos projetos de investimento dos campos de petróleo.

Em 1990, a estimativa de reservas provadas e a produção anual no setor norueguês foi da ordem de 11,5 bilhões e 4,5 bilhões de petróleo, respectivamente. Na tabela I.10, encontra-se as principais companhias petroleiras que participam dos blocos de exploração naquela região.

TABELA I.10 RESERVAS PROVADAS NO SETOR NORUEGUÊS*
EM 10⁹ BARRIS/ANO

EMPRESAS	CAMPOS DE PETRÓLEO DO PAÍS
Amoco	Hod, Valhal
Bristh Petroleum	Gydal, Ula
Conoco	Murchison
Norsk Hidro	Oseberg
Phillips	Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor, West Ekofisk
Statoil	Gullfaks, Statfjord, Tommeliten, Veslefrikk
Total das Reservas Provadas	11.546.204
Total da produção anual	4.421,7

FONTE: Oil&Gas Journal, 1991. (*) Reservas estimadas para 1990.

Com relação às atividades de pesquisa, o *Council for Scientific and Industrial Research (NTNF)* é o órgão responsável pela coordenação das instituições de P,D&E do país. Os recursos financeiros destinados a essas instituições são proporcionados pelo desembolso das companhias petroleiras estrangeiras. No caso, os contratos de concessão dos blocos de exploração no setor norueguês vinculam a participação dessas companhias mediante o incentivo direto nas instâncias responsáveis pela P,D&E local. Quanto às empresas norueguesas, estas participam do fundo de apoio ao desenvolvimento tecnológico à indústria nacional.

1.5 Principais Tendências da Atividade Offshore Internacional

Nos últimos anos, as atividades de E&P *offshore*, tornaram-se fundamentais à indústria petroleira, pois proporcionaram novas fontes de suprimento de hidrocarbonetos. Logo, percebe-se o representativo potencial de difusão dessas atividades no futuro próximo, visto a viabilidade técnica de implantação sistemas

marítimos de produção e, principalmente, da obtenção de significativo retorno sobre investimentos realizados nessas regiões.

Outro aspecto importante a ser analisado na indústria do petróleo, trata-se do volume de reservas. De fato, os maiores reservatórios terrestres encontrados até o presente momento estão concentrados em poucas regiões, em sua grande maioria no Oriente Médio. Ademais, o declínio das jazidas em terra nas outras áreas do mundo, vem se acentuado. Conseqüentemente, a procura de campos marítimos tem contribuído para aumentar a oferta de hidrocarbonetos de alguns países, face à exaustão das acumulações localizadas no continente.

O advento da E&P *offshore*, tem permitido reverter a posição de países outrora tradicionais importadores de petróleo. De fato, as atividades marítimas atenuaram a expressiva dependência externa de petróleo desses países, chegando a dotar algumas economias de auto-suficiência energética. Este fenômeno vem ocorrendo na Europa Ocidental, particularmente no Reino Unido e na Noruega, através das intervenções realizadas no Mar do Norte. Ademais, estes países tornaram-se grandes exportadores de petróleo no mercado europeu.

Estas últimas considerações, assumem relevância na medida em que as atividades *offshore* podem se constituir como estratégia vigente em alguns países para alcançar o suprimento auto-sustentado de hidrocarbonetos.

*

*

*

APRESENTAÇÃO

Este capítulo, encontra-se dividido em três partes. Na primeira parte, será ressaltada as iniciativas pioneiras da Petrobrás na plataforma continental e a consolidação das atividades *offshore*. Para tanto, pretende-se narrar o surgimento das operações marítimas e dos principais sistemas de produção instalados no país. Em seguida, destaca-se a importância do aumento da produção marítima na oferta interna de hidrocarbonetos.

Na segunda parte, mostra-se que os reservatórios mais relevantes já descobertos no país estão localizados principalmente em águas profundas. Ademais, procura-se mostrar que a existência de um grande potencial energético nos campos de águas profundas poderá reduzir consideravelmente a significativa dependência externa de hidrocarbonetos da economia brasileira.

Na última parte, faz-se um levantamento da capacitação tecnológica alcançada pela Petrobrás em sistemas submarinos de produção, até a primeira metade da década de 1980.

2.1 Evolução das Atividades Offshore no País

Em meados da década de 1950, a Petrobrás realizou suas primeiras pesquisas exploratórias ao longo da plataforma continental. As equipes do Departamento de Exploração (Divex/Dexpro) atuavam nas áreas de geologia de superfície e subsuperfície, geofísica, levantamentos sísmicos e geologia de petróleo. Posteriormente, foi adquirido navio - Petrobrás I - para efetuar sondagens e perfurações marítimas.¹

As principais técnicas geofísicas utilizadas no país para identificação de jazidas de hidrocarbonetos, aeromagnetometria e sísmica, já eram amplamente empregadas na costa marítima. Ademais, percebe-se significativo deslocamento da aplicação desses métodos para a plataforma continental.

A tabela II.1, mostra a aplicação das técnicas de aeromagnetometria e sísmica, entre 1967-1975. Vale ressaltar que o período em questão, caracterizou-se pelo emprego das técnicas de interpretação sísmica. Até o ano de 1967, a empresa realizara 8.324 Km levantamento sísmico na costa marítima e 52.332 km em várias regiões do continente. Nos anos seguintes, a aplicação dessas técnicas na margem continental elevou-se significativamente se comparada com as regiões terrestres. Durante 8 anos, cerca de 60,1% dos trabalhos sísmicos haviam sido realizados na plataforma continental, ao passo que 39,9% foram efetuados em terra. Os métodos aeromagnetométricos já eram bastante utilizados na margem continental, correspondendo a 77,0%, enquanto no continente apenas representavam 23,0%.

¹ MOURA, Pedro de e CARNEIRO, Felisberto Olímpio. Em busca do petróleo brasileiro. 1^o ed. Rio de Janeiro, edit. fundação Gorceix, Ouro Preto, 1976.

TABELA II.1 ATIVIDADES GEOFÍSICAS NO BRASIL ENTRE 1967-1975
(MEDIÇÃO EM Km)

ANOS	AEROMAGNETOMETRIA		SÍSMICA	
	MAR	TERRA	MAR	TERRA
1967 ⁽¹⁾	52.000	3.200	8.324	52.332
1968	67.069	--	10.620	1.942
1969	47.801	--	21.554	2.584
1970	53.459	--	23.785	2.105
1971	--	--	17.257	3.685
1972	--	--	12.844	4.443
1973	--	20.650	17.768	9.187
1974	12.601	48.481	13.918	7.927
1975	12.093	---	14.666	9.082
Total	245.023(77,1%)	72.691(22,8%)	140.736(60,1%)	3.287(39,9)

FONTE: MOURA E CARNEIRO, 1975. (1) refere-se aos trabalhos geofísicos realizados até 1967.

Em 1968, foi encontrado o primeiro reservatório marítimo, conhecido como campo Guaricema. Esta jazida, localiza-se no litoral de Sergipe, sob lâmina d'água de 30 metros². Essa descoberta contribuiu significativamente para ampliar as pesquisas na margem continental, particularmente nas Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar e Campos. Como mostra a tabela II.2, as intervenções submarinas concluíram 295 poços exploratórios, entre 1968-1975, dos quais 42,71% nas imediações de Sergipe, cerca de 10,17% no litoral da Bahia e no Rio de Janeiro. Estes esforços possibilitaram a delimitação de 14 jazidas marinhas a saber: 2 campos marítimos na Bacia de Potiguar e na Bacia de Alagoas, 6 acumulações na Bacia de Sergipe e, finalmente, 4 na Bacia de Campos. Na tabela II.2, pode-se observar os esforços em perfuração exploratória que foram realizados na plataforma continental.

²VALENÇA, Alfeu. "Águas profundas: a realidade e o mito". in Petro & Gás, Rio de Janeiro, out., 1989, p. 26-31.

TABELA II.2 ESFORÇOS DE PERFURAÇÃO EXPLORATÓRIA NA PLATAFORMA CONTINENTAL 1968-1975.

ESTADOS	NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS	PERCENTUAL PARTICIPAÇÃO
Amapá	22	7,45
Rio Grande do Norte	19	6,44
Alagoas	16	5,42
Sergipe	126	42,71
Bahia	30	10,17
Espírito Santo	25	8,47
Rio de Janeiro	30	10,17
Outros	27	9,15
TOTAL	295	100,00

FONTE:PETROBRAS, Relatório de Atividades - 1975.

Em virtude da descoberta de jazidas marinhas, a Divisão de Produção(Dipro/Dexpro) iniciou estudos para a definição das plataformas fixas que seriam instaladas na Bacia de Sergipe. Para tanto, a firma americana *A.H. Glenn and Associates* foi encarregada de efetuar trabalhos de meteorologia e oceanografia naquela região. As informações ambientais coletadas, possibilitariam a seleção da jaqueta, estacas e do convês da plataforma. A elaboração do projeto básico desses sistemas de produção foi encomendado junto a uma empresa projetista estrangeira, todavia os engenheiros da companhia nacional(Dipro/Dexpro) participaram dos programas de estágio/treinamento montados pela firma contratada³. As primeiras instalações de produção *offshore* se destinavam para os campos Guaricema, Caioba, Camurim e Dourado. Estas plataformas fixas, caracterizavam-se por serem estruturas de pequeno porte para LDA's entre 30-50 metros.

³ VASCONCELLOS, Paulo de. "Plataformas fixas no mar". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 16, n.4, out./dez.,p.233-243, 1973.

Para compreender os esforços da Petrobrás relacionados à implantação de sistemas marítimos de produção, deve-se destacar os aspectos que se referem ao ciclo de desenvolvimento desses sistemas. Em primeiro lugar, este ciclo envolve um número expressivo de atividades que vão da elaboração do projeto básico até a montagem. Conforme foi mencionado anteriormente, os projetos de investimento nas regiões submersas podem demorar de 4 a 6 anos até que permitam o aproveitamento econômico de uma jazida. Em segundo lugar, as pesquisas exploratórias no país revelavam a presença de acumulações maiores de petróleo e gás na Bacia de Campos, onde predominam as áreas de maior profundidade. Consequentemente, essa região demandava concepções tecnológicas que possibilitassem a empresa atuar em áreas mais profundas, se comparadas àquelas encontradas no litoral norte-nordeste.

A Petrobrás procurou conhecer novos sistemas de produção que lhe proporcionassem a extração do petróleo e gás natural acumulados marinhos no menor espaço de tempo e, por sua vez, fossem adequadas às condições ambientais dessas regiões. No ano de 1975, foram inauguradas iniciativas nessas áreas, particularmente na Bacia de Campos. De fato, técnicos da empresa assistidos por uma companhia de consultoria estrangeira desenvolveram um sistema provisório de produção para o campo Garoupa, utilizando navio de sondagem adaptado para realizar produção⁴. Estas ações da Petrobrás coincidiram, de certa maneira, com a instalação dos primeiros sistemas flutuantes de produção em nível internacional, sendo que nestes últimos empregava-se plataformas semi-submersíveis.

Por volta do ano de 1977, as plataformas semi-submersíveis passaram a ser utilizadas no país como unidades temporárias de produção de óleo bruto e gás natural, também conhecidos como sistema de produção antecipada (SPA's). No caso, o primeiro SPA's

⁴ Na época, o navio de processo P.Prudente de Moraes foi empregado como sistema de produção.

entrou em operação campo de Enchova (Bacia de Campos), desenvolvido e instalado pela empresa nacional com assistência técnica externa. Os SPA's são sistemas provisórios de extração de óleo bruto e gás natural, que permitem abreviar o desenvolvimento da produção dos reservatórios marítimos. Ademais, estes sistemas reduzem enormemente os riscos associados aos projetos de investimento dos sistemas de definitivos de produção (SDP's), visto que estes proporcionavam melhor conhecimento das características geológicas e do potencial energético das jazidas. A partir da avaliação da estrutura e dimensão do reservatório proporcionada pelos SPA's, torna-se possível definir a viabilidade dos SDP's, estes últimos constituídos por plataformas fixas.⁵

A primeira metade da década de 1980, foi marcada pela expressiva participação dos recursos destinados às atividades de E&P nos investimentos anuais da empresa, principalmente daqueles voltados às regiões marítimas. Nesse período, as áreas de E&P passaram a responder por mais de 70,0% dos investimentos. Em 1981-1982, caracterizou-se pela alocação de recursos mais expressivos para essas áreas, os quais representaram 83,22%-81,33%. A tabela II.3, mostra a evolução dos investimentos e a participação das atividades de E&P no volume de gastos anuais.

TABELA II.3 INVESTIMENTOS DA COMPANHIA NACIONAL EM E&P DE 1980-1985
(MILHÕES DE US\$ CONSTANTES/1991)

ANOS/INVESTIMENTOS	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Atividades de E&P(1)	1.326	2.480	3.494	2.380	1.540	1.539
Companhia(2)	1.872	2.980	4.296	3.123	1.985	1.846
Percentual(1)/(2)	70,83	83,22	81,33	76,21	77,58	83,37

FONTE: FURTADO, 1991.

⁵ASSAYAG, Marcos, BARUSCO, Pedro e FRANÇA, Luciano. A atividade offshore no Brasil: Histórico. Rio de Janeiro, Petrobrás, mineo, p.21, 1991.

A elevação nos investimentos em E&P, tinham como finalidade a rápida ampliação da extração local de hidrocarbonetos. Para tanto, a companhia nacional considerou estratégico intensificar a aplicação de sistemas de produção antecipada ao longo da margem continental brasileira. Entre 1977-1983, 14 SPA's entraram em operação no país, sendo que 9 foram instalados na região de Campos.

Paralelamente, encontrava-se em desenvolvimento os sistemas definitivos de produção da Bacia de Campos. Estes SDP's compreenderiam o desenvolvimento dos campos de Garoupa, Namorado, Cherne, Enchova e Pampo, através da instalação de 7 plataformas fixas de grande porte em lâminas d'água de 110 até 175 metros. Após a montagem do SDP's, estes assumiriam a produção realizada pelos SPA's nesses 5 campos submarinos.

Quanto aos SDP's, no período 1970-1983, foram instaladas 39 plataformas fixas no país, principalmente nas imediações dos estados de Sergipe, Rio Grande do Norte⁶ e no Rio de Janeiro. Na tabela II.4, encontra-se a distribuição dessas instalações na plataforma continental brasileira.

⁶A empresa nacional instalou duas plataformas fixas de concreto, visando investigar o potencial de aplicação dessas estruturas no país. Para tanto, estas plataformas foram montadas nos campos de Ubarama e Agulha.

TABELA II.4 INSTALAÇÕES FIXAS OFFSHORE NO BRASIL 1970-83

ESTADOS	CAMPOS	PLATAFORMA FIXAS TOTAL
CE	Curimã, Xaréu Atum, Espada	05
RGN	Ubarama, Agulha	08*
SE	Guaricema, Caioba Dourado, Camorin, Robalo	17
BA	Dom João Mar	01
ES	Canção	01
RJ	Garoupa, Namorado, Cherne Enchova, Pampo	07
TOTAL		--- 39

FONTE: ALVARENGA, 1985. (*) No Rio Grande do Norte foram instaladas duas plataformas fixas de concreto.

A oferta interna de hidrocarbonetos elevou-se, entre 1980-1985, graças ao incremento na produção diária de 182 para 546 mil barris diários (bpd), o que corresponde a taxa de crescimento de 300%. Este considerável aumento na extração local, deve-se aos campos marinhos. No ano de 1980, a produção terrestre representava 58,8%, ao passo que as jazidas submarinas respondiam por 41,2% da oferta doméstica. Ao longo da década, deu-se expressiva reversão no volume de óleo bruto extraído no país, graças a participação das reservas marítimas na formação da oferta interna. Em 1985, cerca de 71,8% da produção do petróleo nacional era retirado do mar. Como mostra a tabela II.5, outro aspecto importante a destacar nesse período, trata-se da taxa média de crescimento(1980-1985) da produção marítima e terrestre. De fato, o crescimento dos reservatórios submarinos e terrestres foi da ordem de 39,63% e 7,59%, respectivamente.

TABELA II.5 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL 1980-1985
(10³ BARRIL/DIA)

ANOS	1980	(%)	1981	(%)	1982	(%)	1983	(%)	1984	(%)	1985	(%)
Produção												
Terra	107	58,8	113	53,0	119	45,7	133	40,3	148	32,1	154	28,2
Mar	75	41,2	100	47,0	141	54,3	197	59,7	313	67,9	392	71,8
Total	182	100,0	213	100,0	260	100,0	330	100,0	461	100,0	546	100,0
ANOS												
	1980-81		1981-82		1982-83		1983-84		1984-85		1980-85	
Tx. Crescimento (%)												
Terra	5,61		5,3		11,76		11,27		4,05		Média 7,59	
Mar	33,33		41,0		39,71		58,89		25,24		39,63	

FONTE: FURTADO, 1991.

A elevação significativa da produção *offshore* no país que marcou o último decênio, resulta da extração realizada na Bacia de Campos. De fato, entre 1977-1985, a produção acumulada dessa região alcançou 290 milhões de barris de petróleo. Com relação a infraestrutura física, a Bacia de Campos dispunha de 7 plataformas fixas e 11 SPA's, o que representa o investimento de US\$7 bilhões de dólares (preços de 1985) imobilizados naquela localidade. Quanto às estimativas da companhia no tocante ao custo de produção em águas rasas, este declinava de Us\$ 10-15 para Us\$ 10-12 dólares por barril.⁷ Vale ressaltar que os SPA's eram responsáveis por 42% da produção de óleo bruto nacional.

Como pôde ser observado, as taxas de crescimento da produção no mar apresentavam rápida capacidade de ampliação da extração de óleo no país. Mesmo assim, a oferta local de hidrocarbonetos ainda caracterizava-se pela participação secundária na demanda nacional.

⁷ Para maiores detalhes ver OLIVEIRA, Sérgio. "A nova fronteira". in Brasil Mineral, São Paulo, n.23, out., 1985, pp.12-27.

De fato, a produção nacional representava, em 1983, algo em torno de 34,0% do consumo interno⁸. Vale ressaltar que as reservas provadas de óleo e/ou gás natural, apesar de terem crescido, não poderiam ser exploradas de forma predatória, pois isto poderia causar perda significativa do potencial energético dos reservatórios nacionais.⁹

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

No quadro II.1, consta a evolução das jazidas *offshore* o país até a descoberta dos campos de Marlim e Albacora.

⁸ Para maiores detalhes ver ALVARENGA, Maurício Medeiros de. "Produção de petróleo no Brasil: Evolução e Perspectivas". em Economia e Tecnologia da Energia. org. É. Lèbre La Rovere et alli. Editora Marco Zero/Finep, Rio de Janeiro, 1985, p.39-83.

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

QUADRO II.1 - JAZIDAS MARÍTIMAS ENCONTRADAS NO PAÍS 1968-1985

BACIAS BRASILEIRAS	CAMPOS
POTIGUAR	1973 - Ubarama 1975 - Agulha 1983 - Macau-Mar
ALAGOAS	1974 - Mero 1975 - Cavala
SERGIPE	1968 - Guaricema 1969 - Caioba 1970 - Camorim, Dourado 1973 - Robalo 1975 - Tainha
CAMPOS	1974 - Garoupa , Garoupinha, Pargo 1975 - Badejo, Namorado 1976 - Enchova 1977 - Bonito, Pampo 1981 - Linguado, Bandejo, Viola, Anequim 1982 - Bicudo, Piraúna, Cherne , Parati 1983 - Corvina , Bagre, Marimbá 1984 - Moréia, Marlim 1985 - Albacora

FONTE: PETROBRÁS, Relatórios de Atividades de vários anos.

2.2 O Desafio das Águas Profundas

Para ilustrar a relevância das acumulações recém-descobertas, tomou-se as reservas provadas até a primeira metade da década de 1980. No período 1980-1984, o volume total de reservas provadas de petróleo cresceu de 1.318 para 2.016 milhões de barris, ao passo que as reservas de gás natural elevaram-se de 348 para 555 milhões de barris equivalente de petróleo (bep). Como pode ser observado na tabela II.6, nesse período, as reservas de óleo bruto e gás natural, cresceram 52,96% e 59,48%, respectivamente.

TABELA II.6 RESERVAS PROVADAS DE HIDROCARBONETOS
NO PAÍS 1980-1984 (MILHÕES DE BARRIS/ANO)

ANOS	1980	1981	1982	1983	1984	1980-84 (%)
Reservas						
Óleo bruto	1.318	1.476	1.718	1.850	2.016	52,96
Gás Natural	348	399	479	540	555	59,48

FONTE: FURTADO, 1991.

No final de 1985, as reservas provadas petróleo eram da ordem de 2.192 milhões de barris, das quais 65% localizavam-se nas regiões marítimas, enquanto 35% pertenciam as jazidas em terra. Todavia, as pesquisas identificavam recursos potenciais da ordem de 4.804 milhões de barris, predominantemente nas regiões marítimas¹⁰. Como mostra a tabela II.7, cerca de 25,44% desses recursos poderiam ser encontrados em LDA's inferior a 400 metros, enquanto 66,66% estariam situados em LDA's superior a 400 metros. Portanto, os recursos potenciais localizados no mar representavam 92,10%, ao passo que apenas 7,90% correspondiam aos recursos potenciais terrestres.

TABELA II.7 RESERVAS DE PETRÓLEO NO BRASIL
(MILHÕES DE BARRIS/1985)

RESERVAS	PROVADAS	(%)	RECURSOS	POTENCIAIS [†]	(%)
Terra	767	35	Terra	379	7,90
Mar	1.425	65	Mar		
			LDA's < 400 m	1.222	25,44
			LDA's > 400 m	3.202	66,67
Total Reservas	2.192	100,0	Total Reservas	4.804	100,00

FONTE: PETROBRÁS/CENPES/1986. (*) Considera-se o potencial de reservas mínimo.

¹⁰ Os recursos potenciais referem-se ao somatório dos recursos prováveis e possíveis de serem definidos em um determinado ambiente geológico.

Com relação as reservas provadas de gás natural, no ano de 1985, estas tendiam a se equilibrar tanto na terra como no mar. Quanto os recursos potenciais, a participação marítima seria maior. No caso, os recursos potenciais em LDA's inferior a 400 metros responderiam por 25,16%, enquanto nas LDA's que excedessem a 400 metros representaria 60,73%. No caso, cerca de 14,16% constituiria os recursos potenciais terrestres, como pode ser analisado na tabela II.8.

TABELA II.8 RESERVAS DE GÁS NATURAL NO PAÍS
(MILHÕES DE Bep/ANO 1985)

RESERVAS	PROVADAS	(%)	RECURSOS	POTENCIAIS†(%)
Terra	291,5	50	Terra	404 14,16
Mar	291,5	50	Mar	
			LDA's < 400 m	716 25,10
			LDA's > 400 m	1.732 60,73
Total Reservas	583		Total Reservas	2.853

FONTE: PETROBRAS/CENPES/1986. (*) Considera-se o potencial de reservas mínimo.

De fato, as principais recursos potenciais do país estavam localizadas em regiões onde predomina as águas profundas. Estas acumulações possibilitariam elevar consideravelmente a capacidade de suprimento interno através de fontes locais, dessa forma contribuindo para reduzir a dependência externa de hidrocarbonetos. Dado que os sistemas de produção utilizados pela empresa não operavam em áreas de LDA's superior a 400 metros, tornava-se imprescindível a procura de alternativas tecnológicas adaptadas às condições ambientais do país, com vistas ao aproveitamento econômico dessas jazidas.

Ao examinar a experiência internacional em sistemas de E&P *offshore*, foram constatados alguns aspectos importantes. Primeiro, a aplicação de navios e plataformas semi-submersíveis em atividades de exploração na região das águas profundas era concebível, todavia

subsistiam alguns gargalos tecnológicos importantes a serem superados. Quanto aos sistemas marítimos de produção convencionais, particularmente as plataformas fixas, as restrições eram maiores visto que estes conceitos não tinham sido empregados em LDA's superior a 350 metros. Por último, destaca-se certas novas concepções marítimas de produção, que se caracterizam por serem apropriadas à exploração em áreas de maior profundidade. Em meados da década passada, estes sistemas encontravam-se ainda nos estágios preliminares de aplicação e/ou desenvolvimento, portanto necessitavam de um período de tempo maior para que pudessem ser comprovados tecnicamente como sistemas de produção em reservatórios das águas profundas.

Em síntese, os campos em águas profundas impunham à Petrobrás importantes desafios tecnológicos, na medida em que os sistemas de exploração marítima aplicáveis em profundidades maiores não estavam disponíveis no mercado internacional e nem havia sistemas de produção operando em regiões de águas profundas no mundo.

2.3 Considerações sobre a Capacitação Tecnológica em Intervenções Submarinas da Petrobrás do Campo de Guaricema até Enchova.

Com a descoberta do campo submarino Guaricema, a Petrobrás inaugurou o processo de aprendizado operacional com o propósito de capacitar seus técnicos para a implantação e condução das atividades de E&P em plataformas fixas. Desde o primeiro momento, a companhia procurou contratatar firmas de engenharia de projeto e fabricantes de estruturas *offshore* que se dispusessem a realizar programas de transferência tecnológica. Posteriormente, técnicos que haviam participado desses estágios junto às companhias estrangeiras passaram a treinar equipes em seus departamentos, o que possibilitou a difusão dos novos conhecimentos entre diversos órgãos operacionais.

No começo dos anos 1970, entraram em operação as primeiras plataformas fixas no litoral de Sergipe, em LDA's até 30 metros.

Pouco depois, foram identificados reservatórios maiores na Bacia de Campos, tendo como campo (pioneiro) Garoupa, em LDA's de 120 metros. Em virtude do potencial energético da região de Campos, tornava-se fundamental consolidar a base técnica em sistemas de exploração. Conseqüentemente, foram realizados esforços no intuito de reforçar o conhecimento das plataformas fixas de grande porte, visando realizar a produção em grandes campos submarinos localizados em áreas de maior profundidade. Ademais, teve início na companhia o processo de aprendizagem voltado para o domínio da operação e adaptação das plataformas semi-submersíveis. Entre 1977-1979, entraram em operação os sistemas flutuantes de produção no país, principalmente na Bacia de Campos.

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

O quadro II.2, encontra-se de forma sucinta os principais fatos relacionados às atividades E&P marítima no país.¹¹

¹¹BENSIMON, Luiz Fernando et alii. "Semi-submersível de produção para águas profundas - Uma estudo paramétrico de movimentos". in Boletim Técnico, Rio de Janeiro, vol.30, 2/3, abr./set., 1987, pp. 123-135.

QUADRO - II.2 PROCESSO DE APRENDIZAGEM DA COMPANHIA NACIONAL.

ANO	CRONOLOGIA DA ATUAÇÃO OFFSHORE NO PAÍS	LDA's
1968 -	Descoberta do Campo de Guaricema	30
1971-4	Instalação de Plataformas fixas no litoral de Sergipe	30-50
1974 -	Descoberta da Bacia de Campos - campo de Garoupa	120
1975 -	Sistema Provisório de Garoupa utilizando embarcação	
1977 -	Sistema Flutuante de Produção c/ Semi-submersível Enchova-1	119
1978-82	Primeiro SDP's na Bacia de Campos Pólos Norte e Sul(7 plataformas fixas)	110 - 170
1983 -	SPA do Campo de Piraúma c/ Semi-submersível	243
1984 -	SPA do Campo de Piraúma c/ navio	307
1984-5	Descobrimto campos gigantes Bacia de Campos	300 - 2100

FONTE: Elaboração própria a partir de dados da companhia e do artigo de BENSIMON (1987).

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

Com o advento dos campos gigantes de Marlim e Albacora, situados em LDA's entre 300-2100 metros, a companhia precisaria privilegiar ainda mais a capacitação tecnológica para fazer face aos desafios impostos pelas águas profundas. Logo, este processo caracterizou-se pelo papel do órgão de pesquisa da empresa na busca das alternativas para os campos situados nas águas profundas, objeto do próximo capítulo.

*

*

*

APRESENTAÇÃO

Este capítulo, encontra-se dividido em três partes. Na primeira parte, pretende-se narrar os fatos que marcaram o estabelecimento de um órgão de P,D&E da Petrobrás. Para tanto, descrevo a criação do centro de treinamento de técnico da empresa e de que modo este centro contribuiu no processo de constituição do CENPES - órgão de investigação *intramuros*.

A segunda parte, trata da formação das grandes linhas de P,D&E existentes no CENPES. Nesta parte, mostro aspectos relativos à consolidação das áreas de investigação deste centro, profundamente orientado para atender às atividades *industriais* de transformação (refino e petroquímica). Posteriormente, os esforços desse órgão de pesquisa serão gradativamente reorientados às atividades de Exploração & Produção de petróleo e gás natural. Na segunda metade da década de 1970, estes acontecimentos ocasionaram significativa reestruturação no centro de P,D&E.

A terceira parte, destina-se à descrição das modificações sofridas pela estratégia tecnológica da empresa, devido à descoberta dos campos gigantes de Marlim e Albacora, localizados em águas profundas (acima de 400 metros). No caso, mostra-se quais eram os principais impasses para que as atividades operacionais *offshore* alcançassem essas profundidades. Portanto, fazendo face

a esse desafio, a empresa monta um programa de capacitação tecnológica voltado para o desenvolvimento de sistemas de produção marítima, denominado Procap. Em seguida, passa-se à exposição do conteúdo do programa, analisando sua implementação pela companhia, bem como a participação de instituições de C&T e/ou empresas nos projetos Procap. Na penúltima parte, destaca-se alguns dos mais significativos projetos da carteira Procap e na última parte, será avaliado quais foram os principais resultados alcançados pelo programa.

3.1 Evolução da Investigação na Petrobrás: Constituição do Centro de Pesquisa Industrial.

A criação da Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro S.A., Petrobrás, ao terceiro dia do mês de outubro de 1953, coincidiu com esforços do Estado para assegurar o suprimento nacional de derivados de hidrocarbonetos.¹

A recém-formada empresa petroleira nacional, a partir daquele momento, herdava contingente técnico e o patrimônio físico (equipamentos de exploração e produção, a refinaria de Mataripe e a unidade em fase de construção em Cubatão) e o Setor de Supervisão do Aperfeiçoamento Técnico (SSAT), outrora do CNP. O SSAT era encarregado da montagem dos cursos destinados à formação de recursos humanos que ingressavam principalmente no ramo de refinação, dado que a ausência de profissionais no país familiarizados com técnicas industriais modernas de refino era alarmante. No primeiro momento, os próprios técnicos deste setor de treinamento preparavam cursos introdutórios que permitiram minimamente compreender as operações básicas das unidades de refino. No segundo momento, o SSAT contactou professores e especialistas estrangeiros com vasta experiência operacional de outras empresas petroleiras, visando à implantação de programas de especialização.²

No começo da década de 1950, o setor de treinamento ofereceu o primeiro *Curso de Refinação de Petróleo*. Naqueles tempos, as escolas de engenharia química e de química industrial eram raras no Brasil, restando aos técnicos do CNP realizar seleção e recrutamento de pessoal entre interessados pertencentes as diversas

¹CARVALHO, Getúlio (1977). Petrobrás: do monopólio aos contratos de risco. Forense-Universitária, Rio de Janeiro, 1977.

² Em entrevista, o Sr. Antônio Seabra Moggi (ex-chefe do SSAT, ex-superintendente do CENAP e do CENPES) descreve a predominância de técnicos americanos, canadenses e franceses que haviam trabalhado em empresas dessa indústria, como a ESSO, SHELL Oil, Atlantic.

faculdades de engenharia espalhadas pelo país (civil, química, elétrica, mecânica, etc.).

Em comum acordo com a antiga Universidade do Brasil (na Praia Vermelha), o CNP construiu instalações com a finalidade de ministrar disciplinas e práticas em laboratórios para seus cursos. O programa de especialização do SSAT era dividido em duas partes: na primeira, os alunos passavam por disciplinas curriculares e na segunda, estágios nas refinarias.

Em meados da década de 1950, as equipes técnicas do serviço de treinamento (SSAT) estruturaram o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo - CENAP - que assumiu a missão de formar e aperfeiçoar profissionais da indústria do petróleo. No princípio, este Centro se encontrava dividido no Setor de Cursos de Petróleo e no Setor de Análises & Pesquisas; posteriormente, suas funções foram redimensionadas privilegiando treinamento por níveis (médio, administrativo e superior) e estabelecendo os setores de intercâmbio/documentação e de apoio administrativo³. As instalações físicas deste centro de treinamento consistiam apenas em um prédio, onde funcionavam algumas oficinas, laboratórios, salas de aula e escritórios, entre outros, construído nas imediações da Universidade do Brasil.

Com a criação do CENAP, a Petrobrás começava a normalizar sua política de capacitação de recursos humanos em suas diversas áreas de atuação. A partir do ano de 1956, este Centro⁴ ampliou enormemente

³ O CENAP foi desmembrado em seis setores: três primeiros atuavam na formação de recursos humanos para os níveis superior, médio, pessoal administrativo; setor de análises e pesquisas, setor de intercâmbio/documentação e apoio administrativo.

⁴ Desde o ano de 1951, funcionava na Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia o curso especial de Petróleo para formação de engenheiros de perfuração e produção. Posteriormente foi instalado centro de treinamento naquela região. em 1958, o CENAP firmou convênio com o Instituto de Tecnologia da Aeronautica e seu Centro de pesquisa para montagem do curso de engenharia de manutenção de equipamentos. Para maiores detalhes ver ALMEIDA, Alberto Carlos Ferreira de. "O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de Exploração e Exploração de Petróleo. in Petro & Gás,

as modalidades de cursos fornecidos pela empresa, passando a oferecer as seguintes especialidades: geologia de petróleo e as engenharias de produção, perfuração, manutenção e refino. A experiência acumulada no curso básico de refino (1952), associada ao conhecimento adquirido pelos técnicos das unidades operacionais permitiu o aprofundamento no curso, orientando ainda mais para processos de refinagem.⁵

Os programas de especialização do centro de treinamento visavam completar a formação técnica dos futuros profissionais da empresa, propondo disciplinas que correspondiam ao nível de pós-graduação. Nessa primeira fase, prevalece a contratação de professores de universidades e técnicos de empresas no exterior para ministração dos cursos. As equipes de especialistas estrangeiros eram assistidas por equipes de brasileiros, sendo estas últimas auxiliares nas atividades docentes e na realização de práticas nos laboratórios. Sendo assim, a convivência travada entre estas equipes foi fundamental à constituição de *uma massa crítica* eminentemente local.

O processo de industrialização acelerado do país, conseqüentemente aumentava ainda mais o consumo nacional de derivados de petróleo. Este processo, por sua vez, reforçava o ritmo de implantação do parque de refino local. A empresa concentrava seus esforços tecnológicos nos aspectos relacionados às unidades de transformação, particularmente através do treinamento de mão de obra especializada, buscando fazer funcionar eficientemente as plantas industriais. Todavia, havia alguns diretores da estatal cientes da importância do estabelecimento de um centro de P,D&E *intramuros* destinado expressamente à pesquisa para que a empresa pudesse prosseguir efetivamente com seu processo

junho, 1990, p.41- 53.

⁵ Documentário. "Recrutamento e seleção de candidatos aos cursos do CENAP". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.1, 1957, pg.56-63.

de aprendizagem tecnológica.⁶

A tarefa fundamental do CENAP era aumentar consideravelmente o número de técnicos suficientemente qualificados às atividades operacionais da Petrobrás⁷, ao passo que as atividades relacionadas com análises e pesquisas sofriam restrições no que concerne a infra-estrutura, dotação de recursos orçamentários e humanos. No princípio da década de 60, o Setor de Pesquisas do centro de treinamento da companhia tinha apenas 17 técnicos de nível superior, conforme pode ser observado na tabela III.1.

TABELA III.1 LOTAÇÃO DO SETOR DE PESQUISAS DO CENAP

DIVISÕES/ANOS	1958	1959	1960	1961	1962
Nível superior	11	12	14	15	17
Administração	1	10	20	21	21
Biblioteca	-	-	3	3	3
Cálculo	-	-	-	-	-
Almoxarifado	-	1	2	2	3
Oficina	2	3	3	3	3
Lab. análises	1	2	3	8	8
Lab. unid.piloto	-	-	-	-	4
Total	15	28	45	52	62

FONTE: LAND, 1964.

⁶ LEITÃO, Dorodame Moura. "O processo de aprendizado tecnológico nos Países em Desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.28, n.3, jul./set., 1985, p. 207-218. Ver também LAND, Washington Luís de Castro. "Pesquisa Industrial". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 7, número especial, fev., 1964, pg.109-127.

⁷ OLIVEIRA, Carlos. "Resumo Histórico do Treinamento na Petrobrás". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 4, nº 1/2, jan./jun., 1961, pg. 71-72. Ver também OLIVEIRA, Carlos. "Resumo Histórico do Treinamento na Petrobrás III". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.5, nº 3, jul./set., 1962, pg.105-108.

Não havia critérios estabelecidos para a definição do orçamento destinado à pesquisa industrial na companhia, ocasionando fixação desses valores em níveis muito baixos. Vale ressaltar que, no ano de 1959, a indústria de petróleo americana aplicava 0,81% de seu faturamento em pesquisa industrial, ao passo que a empresa nacional oscilava, no período 1959-1962, entre 0,089% - 0,056%. Estes dados são mostrados na tabela III.2.⁸

TABELA III.2 INVESTIMENTOS EM PESQUISA INDUSTRIAL DA PETROBRÁS
(ANOS 1959-1962)

ANOS	1959	1960	1961	1962
Pesquisa Industrial/Vendas das unidades industriais	0,089	0,081	0,041	0,056

FONTE: LAND, 1964.

As ações que poderiam reforçar o desenvolvimento tecnológico local ainda eram, de certa maneira, consideradas como irrelevantes no cenário estratégico da Petrobrás. Este pensamento era compartilhado pela grande maioria dos seus empregados, tanto dos níveis gerenciais como técnicos da empresa. No primeiro nível, a preocupação com as decisões de curto prazo, concentravam-se nos aspectos críticos referentes ao crescimento da oferta de derivados e de petróleo bruto no país. Em relação ao segundo nível, pode ser destacado a mentalidade eminentemente prática que predominava entre os quadros técnicos das unidades industriais, a qual se caracterizava pelo desinteresse, bem como pela resistência desses técnicos ao engajamento em trabalhos de laboratórios.⁹

⁸Como mostra a tabela III.3, em 1959, o orçamento para pesquisa na indústria do petróleo americana, representava cerca de 0,80% do seu faturamento.

TABELA III.3 INVESTIMENTO EM PESQUISA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NOS EUA

ANOS	1927	1937	1951	1959
Pesquisa Industrial/Vendas das unidades industriais	0,087	0,45	0,66	0,81

FONTE: LAND, 1964.

⁹ Dados extraídos da entrevista com o Sr. Dorodame Moura Leitão, ex-aluno do CENAP, ex-professor e ex-pesquisador do CENPES.

No curso de suas atividades, o Setor de Pesquisa & Análises do CENAP realizava testes de petróleos, análises de rochas/águas, os primeiros estudos sobre rendimentos e exames para o controle de qualidade simulados pelas unidades-piloto¹⁰. Conforme havia sido colocado anteriormente, estas funções eram realizadas por professores estrangeiros e por seus auxiliares. Estes últimos, na sua grande maioria, eram ex-alunos formados no CENAP que optaram pelos trabalhos didáticos e/ou pelo setor de pesquisas do Centro. Aos poucos, foi surgindo um corpo de técnicos na empresa *vocacionados* às rotinas de investigação (estudo e análises laboratoriais).¹¹

No final da década de 1950 tiveram início os esforços de institucionalização do órgão de pesquisa na empresa, graças à articulação de alguns representantes do CENAP e diretores do Conselho Executivo da Petrobrás. Este Conselho recomendou a formação de um grupo de trabalho (GT) para apreciação especial desta matéria. Este GT solicitou a colaboração do Instituto Francês do Petróleo que, por sua vez, respondeu ao pedido enviando um relatório com sugestões coordenado pelo Sr. Jean Fischer, então secretário-geral daquela instituição estrangeira. Este relatório subsidiou o projeto de criação de um Centro de P&D enviado à administração da estatal. Após exame deste projeto, a Diretoria decidiu reconduzir a matéria ao superintendente do CENAP para que houvesse maior detalhamento na proposta de estabelecimento do Centro de pesquisa industrial. Sendo assim, foi instalado outro GT formado pelos senhores Hélio Beltrão (consultor da empresa), Bernardo Geisel (representante-membro do CNP), J. Caetano Gentil Neto (assessor-chefe de empresa), F. Campbell Williams (chefe do Setor de Pesquisas do CENAP) e Antônio Seabra Moggi (Superintendente do

¹⁰ WILLIAMS, Ilena Zander (1967). "Pesquisa Tecnológica". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 10, jan./mar., 1967, pg.85-98.

¹¹ Dados extraídos da entrevista com Dr. Antônio Seabra Moggi.

CENAP). Estes representantes estabeleceram contatos com aproximadamente 18 companhias petroleiras internacionais (italiana, francesas, inglesas e americanas) com objetivo de aprofundar o conhecimento nessa matéria. Alguns membros do GT realizaram visitas institucionais nas instalações dos centros de P&D dessas companhias estrangeiras e travaram contatos com pesquisadores nestas entidades. Ao concluir seus estudos, esta comissão propôs a criação do *Centro de Pesquisa e Desenvolvimento - CENPES - da Petrobrás* que, por sua vez, foi aprovado em 4 de dezembro de 1963¹².

No ano seguinte (17/12/64), o projeto de constituição do Centro de P&D era novamente confirmado pela Executiva da empresa e foram acrescentadas novas orientações a saber: i) subordinação direta do órgão de pesquisa à executiva principal da empresa; ii) transferência do Setor de Pesquisas e Setor de Documentação/Intercâmbio, órgãos do CENAP, para o CENPES; iii) providências quanto à localização e instalação do Centro nas imediações da universidade.

Em 1965, entre as decisões tomadas pela Diretoria da estatal, ressaltou-se a vinculação do Centro de pesquisa ao Departamento Industrial (12/04/65), estruturação do Setor de Exploração & Produção e definição dos objetivos do CENPES (14/07/65). No que diz respeito aos objetivos desse órgão de pesquisa, competia: consulta aos departamentos operacionais e fazer levantamento das matérias que necessitavam de estudos, submetendo à hierarquia, formulação, preparação, acompanhamento, previsão de execução dos programas específicos de pesquisa (curto, médio e longo prazo) e sistematização do plano geral.

Somente no ano de 1966, o CENPES passou a responder institucionalmente pelos esforços de investigação da Petrobrás. A partir daquele momento, o CENAP era extinto e suas seções de treinamento foram transferidas para o recém-criado Serviço de Recursos Humanos (SEPES), ao passo que os Setores de Documentação/Informação, Análises & Pesquisas dariam sustentação ao

¹² WILLIAMS, Ilena Zander (1967). op.cit. p.86-87.

Centro de P&D¹³.

Em 1967, o CENPES vinculado ao Departamento Industrial foi novamente transferido à executiva da Empresa. A Diretoria percebeu impasses que surgiriam na subordinação do órgão responsável pela P&D da companhia a uma de suas áreas de atuação, neste caso, da química, refino e petroquímica. Particularmente, o Centro de pesquisa poderia reforçar campos de pesquisa estreitamente relacionados a essas atividades e, conseqüentemente, inibir outros campos de investigação, visto a extensa área de ação da empresa petroleira nacional.

Analisando os fatos relevantes que ocorreram no período de tempo entre a formação do SSAT e estabelecimento do CENPES, serão ressaltadas algumas questões importantes à compreensão do processo de constituição do Centro de pesquisa tecnológica na Petrobrás. Como foi colocado anteriormente, a criação do Serviço de Supervisão de Aperfeiçoamento Técnico (SSAT) tinha como finalidade a montagem de programas de treinamento de nível superior e de nível médio para capacitação dos técnicos das refinarias estatais. O SSAT¹⁴, ao instalar diversos centros de treinamento no país, colaborou com a definição dos procedimentos de formação de pessoal que seriam difundidos posteriormente pela estatal. Por outro lado, a criação do Setor de Análises & Pesquisas no CENAP também representou um avanço significativo na abertura de um *espaço dedicado à investigação* dentro da empresa. Entretanto, este Setor ocupava plano secundário na estrutura do centro na medida que suas atividades eram realizadas por docentes da Universidade do Brasil contratados pelo CENAP, na maioria das vezes, nos intervalos das aulas.

¹³ WILLIAMS, Ilena Zander (1967). op.cit. p.87

¹⁴ O SSAT, entre suas funções, era responsável pela seleção das disciplinas e montagem de cursos, recrutamento dos auxiliares de docência, processo de seleção de alunos, contratação de professores estrangeiros, contatos com universidades e companhias internacionais.

No momento em que a estrutura de treinamento técnico da empresa foi se consolidando, alguns dos seus Diretores, juntamente com representantes do CENAP, sensíveis à problemática da pesquisa tecnológica em atividades industriais, reivindicaram a criação do órgão de P&D. Com o advento do CENPES, as funções voltadas à investigação se separariam daquelas relacionadas com a formação de pessoal, ambas passando para instâncias diferentes que poderiam desempenhar melhor essas atividades.

Por se tratar de um Centro de P&D pioneiro no plano nacional, a ausência de referenciais locais tornava seu processo de institucionalização bastante incerto. Esta afirmação pode ser exemplificada por intermédio das deliberações tomadas pela empresa, ao longo da década de 1960. Conforme pode ser observado na exposição anterior, o projeto de criação do CENPES (4/12/63) não explicitava quais eram as normas da instituição e de suas áreas de pesquisa. Somente no triênio 1964-1966, foram sendo definidas as atribuições do Centro e, no ano de 1967, sua subordinação definitiva dentro da empresa. No caso, este órgão de P&D foi vinculado diretamente ao Conselho Diretor da estatal.

O próximo passo que foi dado, tinha como propósito a promoção de iniciativas visando legitimar o centro de pesquisa *intramuros*, tornando-o referência às demandas tecnológicas da Petrobrás. Para tanto, foi necessário dotá-lo de infra-estrutura física e recursos humanos adequados visando fortalecer seus campos de ação, bem como possibilitando o surgimento de novas áreas de investigação.

O CENPES começava a desempenhar suas funções no prédio do extinto-CENAP, nas dependências da Universidade do Brasil (Praia Vermelha), voltadas essencialmente às práticas dos cursos de treinamento. Estas instalações mal comportavam equipamentos de laboratório e unidades-piloto¹⁵. Desta maneira, representantes da

¹⁵ Na época, o CENPES também havia adquirido prédio nas imediações do Botafogo com vistas à ampliação das suas instalações.

superintendência do Centro e da Universidade do Rio de Janeiro (UFRJ) reuniram-se com vistas ao estabelecimento do convênio que viabilizou a construção das futuras dependências desse órgão de pesquisa, nas imediações daquela instituição de ensino superior (Ilha do Fundão). Esta ação expressava já naquela época, a estratégia de consolidação do Centro aproveitando as vantagens proporcionadas pelo estreitamento da relação Universidade Federal do Rio de Janeiro-CENPES a saber: *i) intercâmbio de informações técnico-científicas; ii) facilidade de recrutamento de pessoal de nível superior; iii) cooperação entre a pesquisa fundamental, da universidade, e da pesquisa aplicada, do CENPES.*¹⁶

No período 1973-1975, o CENPES foi transferido para conjunto de prédios localizados nas imediações do *campus* da UFRJ (Ilha do Fundão), com amplo espaço disponível para implantação de laboratórios, oficinas de manutenção, estrutura de apoio, administração, unidades piloto e de bancada. Paralelamente, este Centro captava recursos humanos para constituição das suas equipes de pesquisa. Este processo ocorreu em dois planos: *i) no plano interno, através de acordos e convite para transferência de técnicos das unidades operacionais para o órgão de pesquisa; e ii) no plano externo, por intermédio da contratação de pessoas com título de mestrado e doutorado, bem como daqueles profissionais que cursavam programas de pós-graduação. Neste último, foi possível graças ao entendimento com a Diretoria da estatal, que concedeu ao seu centro de pesquisa mecanismos autônomos de seleção e admissão de público externo.*¹⁷

¹⁶ FONSECA, Maria da Glória M. e LEITÃO, Dorodame Moura (1988). "Reflexões sobre o relacionamento entre o CENPES e a Universidade". in Boletim Técnico da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v. 31, nº 2, abr./jun., 1988, pg.165-173.

¹⁷ A admissão de técnicos pela companhia ocorre através do concurso nacional que possibilita a seleção, recrutamento e ingresso nos cursos de formação oferecidos na empresa. Após a realização desses cursos, os contratados são designados para diversas áreas da companhia petroleira.

Na segunda metade da década de 1970, o CENPES atravessou transformações organizacionais significativas, culminando na formação das Superintendências de Pesquisa Industrial (Supesq, 1976), Engenharia Básica (Supen, 1976) e, posteriormente, Exploração & Produção (Supep, 1979). (ver organograma - anexo)

Ao proceder exame sobre as principais modificações que ocorreram no Centro de pesquisa durante a década de 1970, passa-se a expor seus principais determinantes. A inserção do órgão de P,D&E na empresa ocorreu fundamentalmente pela execução de atividades relacionadas à assistência e prestação de serviços técnicos (*trouble-shooting*), principal demanda dos departamentos operacionais. Por outro lado, até a primeira metade dessa década, o Centro não dispunha de infra-estrutura física, equipamentos necessários e grupos de trabalho estabelecidos para realização da pesquisa de grande porte, fatos que retardaram quando não obstaculizaram a constituição de *massa crítica* neste órgão de investigação.

A criação das Superintendências de Pesquisa Industrial e, principalmente, da Pesquisa em Engenharia Básica representou esforços de ampliação da esfera de atuação do CENPES, com a finalidade de consolidar a pesquisa tecnológica da área industrial voltada ao fortalecimento da petroquímica¹⁸ e da otimização do parque de refino¹⁹ no país. Estes acontecimentos também estão fortemente relacionados à mudança nas expectativas da Petrobrás em relação ao mercado internacional do petróleo bruto (1973 e 1979)

¹⁸ TEIXEIRA, Francisco L.C (1985). The political economy of technological learning in the brazilian petrochemical industry, PhD University Sussex, April, 1985.

¹⁹ LEITÃO, Dorodame Moura (1984). "Dez anos de pesquisa tecnológica sobre processos". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.27 n.1, jan./mar,1984, pg. 50-73.

que, por sua vez, reforçaram as atividades de E&P. Conseqüentemente, foi formada a Superintendência de pesquisa em Exploração & Produção (Supep, 1979).

A criação da Supep concidiu com a progressiva reorientação da Petrobrás no campo exploratório. No último decênio, as atividades de E&P elevaram substancialmente sua demanda por projetos de P,D&E, resultando na maior participação relativa da pesquisa nas áreas *up-stream*²⁰: campos de conhecimento voltados à investigação exploratória, análises sobre o potencial e desenvolvimento da jazida, definição das instalações de perfuração e produção de hidrocarbonetos. Vale ressaltar que essa atuação tornou-se ainda mais ofensiva para o aproveitamento das áreas marítimas, principalmente quando foram descobertos campos gigantes ao longo da costa marítima. A identificação dos reservatórios marinhos de Marlim (1984) e Albacora (1985) representam a primeira acumulação de grande porte de hidrocarbonetos já encontrada no país. Portanto, a partir desse momento a estratégia de E&P da empresa e, em particular, os esforços tecnológicos do CENPES concentram-se na procura dos meios necessários para o desenvolvimento econômico dessas jazidas.

3.2 Desenvolvimento das Áreas de Pesquisa do CENPES.

Nesta parte do trabalho, pretende-se esboçar a evolução da capacidade técnica do Centro de P,D&E da Petrobrás. Portanto, faz-se um breve relato de como se constituíram as linhas de pesquisa do CENPES: i) Pesquisa Industrial; ii) Pesquisa em Engenharia Básica e iii) Pesquisa em Exploração & Produção.

A Superintendência de Pesquisa Industrial coordena a investigação voltada para o atendimento da demanda das refinarias

²⁰ Termo utilizado na indústria do petróleo para designar as atividades que vão desde a pesquisa exploratória até a produção de petróleo e/ou gás natural.

e indústria petroquímica. A Supesq vem atuando na parte de catalisadores, tecnologias de processos, química orgânica e inorgânica, tecnologias de produtos, petroquímica e polímeros.

As ações da Superintendência de Engenharia básica visam o desenvolvimento de projetos de pesquisa para atender às áreas industriais (refino e petroquímica), como também às unidades responsáveis pela montagem e operações de exploração. A Supen desenvolve projetos básicos de sistemas de produção, de equipamentos e componentes.

Por último, será destacado o trabalho da Superintendência de Pesquisa em Exploração & Produção. A Supep vem realizando estudos em geologia aplicada e geo-engenharia de reservatórios, tecnologias de perfuração, completação e produção.

3.2.1 Pesquisa Industrial.

Conforme havia sido mencionado anteriormente, os primeiros laboratórios da companhia estavam voltados para a realização de exames e ensaios, no intuito de auxiliar as disciplinas teóricas relacionadas com os processos químicos, ministradas nos cursos montados pelo CNP.

Posteriormente, com a criação do Setor de Análises & Pesquisas, passou-se à avaliação dos rendimentos dos derivados, análises do processo de craqueamento e reformação catalítica através de unidades-piloto, entre outros.²¹

Na primeira metade da década de 1960, o Setor de Análises & Pesquisas (1962) deu origem aos Setores de Análises & Ensaios e Refinação & Petroquímica, sendo que o primeiro atuava na área química, enquanto o segundo voltava-se para os estudos sobre as

²¹ Entre 1959-62, a Petrobrás encomendou suas primeiras unidades-piloto. Estas unidades eram totalmente projetadas e montadas por firmas americanas. Para maiores detalhes ver William, Ilena Zander (1967), op.cit. 89.

tecnologias de processos. A partir da constituição do CENPES, os setores técnicos do extinto-CENAP foram transferidos para o recém-criado Centro de pesquisa, onde tiveram suas atribuições redimensionadas, transformando-se nas Divisões de Química (Diquim) e de Refinação & Petroquímica (Direp)²². Nesta última, efetuou estudos pioneiros em processo de refinação de óleo de xisto que, por sua vez, habilitaram suas equipes de pesquisa à compreensão dos processos de hidrogenação catalítica e coqueamento retardado. Posteriormente, a Direp passou a projetar suas próprias unidades-piloto para análise desses dois processos e foram inaugurados trabalhos de avaliação e fabricação de catalizadores.

No princípio dos anos 70, a Direp subdividiu-se para formar a Divisão Tecnológica de Refinação (Diter) e Petroquímica & Polímeros (Dipol), com a finalidade de fortalecer as linhas de pesquisa existentes e contribuir para o surgimento de novas linhas de investigação. A Diter começou a elaborar projetos na área de processo e realizar estudos na área de catalisadores; enquanto a Dipol efetivamente iniciou pesquisa na área petroquímica.²³

Para fazer face à demanda crescente em análises e projetos de processamento, a Diter instituiu o Setor de Projetos (Seproj). Este setor era encarregado de sistematizar informações que subsidiavam a concepção de unidades-piloto, análise técnico-econômica dos projetos na área de processamento, desenvolvimento de programas de modelagem matemática, estudos das propriedades termodinâmicas das unidades de processo. Na realidade, o Seproj proporcionava interface entre a pesquisa industrial e os primeiros projetos de

²² Segundo Sr. Leitão, a Direp foi organizada pelos técnicos responsáveis no acompanhamento e realização de estudos e análises nas unidades-piloto.

²³ Através dos ensaios em catálise, foram inaugurados os trabalhos em nível de bancada no CENPES. Ademais, estas pesquisas promoveram a integração entre técnicos das unidades de bancada e piloto.

engenharia básica sobre processos de refinação e petroquímica.

No ano de 1976, o CENPES passou por reformulações, culminado com a constituição das superintendências de Pesquisa Industrial (Supesq) e Engenharia Básica (Supen). Esta reestruturação tinha como objetivo responder melhor ao desenvolvimento tecnológico da área industrial. Conseqüentemente, era desativado o Seproproj visto que as funções referentes execução de projeto básico poderiam ser plenamente executadas pela Supen, enquanto suas atribuições restantes poderiam ser absorvidas pelos recém-criados setores de processos de refinação (Seref) e processos especiais (Sepres).²⁴

Na década de 1980, a estratégia global da estatal petroleira reorientou significativamente suas atividades para área de E&P que, conseqüentemente, tornou imperativo consolidar a capacitação tecnológica do CENPES em campos de pesquisa relacionados a essa área de atuação. De certa forma, os esforços realizados anteriormente haviam permitido a estruturação das linhas de pesquisa na área industrial, ressaltando o estabelecimento das equipes de pesquisadores, instalação de laboratórios, unidades piloto e de bancada.

No período 1986-1990, a relação de técnicos com nível superior atuando nas divisões da Supesq no Centro de pesquisa oscilou entre 23,0% e 26,19%. Na tabela III.4, mostra a evolução dos quadros dessas divisões nesse período.

²⁴ O Sepres atua na área de lubrificantes e realiza estudos sobre fontes alternativas de energia.

TABELA III.4 - DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS NA SUPESQ (1986-1990)

ÁREA/ANOS	1986	1987	1988	1989	1990
INDUSTRIAL					
Nível Superior(1)	159	175	170	166	193
Nível Médio	168	169	168	183	241
Total	327	344	338	349	434
CENPES					
Nível Superior(2)	691	691	757	750	737
Nível Médio	844	817	827	844	820
Total	1535	1508	1584	1594	1557
Relação (1)/(2)					
Supesq/CENPES	23,0%	25,32%	22,45%	22,13%	26,19%

FONTE: Furtado, 1991. Obs. No nível superior inclui técnicos com título de mestrado e doutorado.

A capacitação alcançada pela Supesq voltou-se, predominantemente, para dar suporte à absorção de *pacotes tecnológicos* importados pelas unidades industriais. Estes esforços permitiram realizar, principalmente, imitação e adaptação em tecnologias existentes. Conforme Oliveira (1990) aponta, houve pouco desenvolvimento tecnológico *endógeno* no setor petroquímico do país²⁵. Com relação a pesquisa industrial voltada para refinarias da companhia, esta assertiva também pode ser confirmada, como argumenta Leitão (1984)²⁶. Para este autor, a investigação na área industrial tardou em apresentar resultados mais substanciais, dada a ausência de infra-estrutura adequada, como conjunto significativo de plantas-piloto e unidades de bancada devidamente instaladas, contratação de contingente técnico altamente qualificado e falta de pesquisa em engenharia básica nas plantas industriais. Quando o Centro alcançou um nível razoável de capacitação em pesquisa e em engenharia básica em plantas de transformação, a maior parte das unidades de refino já haviam sido construídas. De certo modo, até

²⁵ OLIVEIRA, José Clemente de (1990). "O Setor Petroquímico". em Projeto tecnológico da Indústria e a Constituição de um Sistema Nacional de Inovação no Brasil. Coords. Prof.Dr. Luciano G. Coutinho e Prof.Dr. Wilson Suzigan. IE, Unicamp, 1990.

²⁶ LEITÃO, Dorodame Moura (1984), op.cit. p. 54

a constituição da pesquisa em engenharia básica no órgão de pesquisa, havia um certo hiato entre os conhecimentos obtidos nas tanto nas unidades-piloto como nas de bancada e sua possível aplicação em projetos básicos que envolvessem a construção de unidades industriais.

Desde a segunda metade da década de 1980, as atividades da Supesq tem ampliado sua participação na geração de conhecimento na empresa, particularmente em tecnologias dominadas e/ou adquiridas através de programas de transferência. (ver capacitação técnica da Supesq - anexo)

3.2.2

Pesquisa em Engenharia Básica.

A formação dos primeiros grupos de pesquisa da Supen ocorreu graças à captação de profissionais das refinarias com experiência na operação, manutenção e nos projetos de *ampliação das unidades industriais*. Estes técnicos se encontravam dispersos nas plantas da companhia. Para facilitar e estimular a transferência de pessoal, o Centro sinalizava com a possibilidade de realização de cursos de pós-graduação (mestrado e doutorado), especialização e estágios/treinamento no exterior, estes últimos através dos programas de transferência tecnológica em empresas estrangeiras (França, Holanda e Japão, etc.), melhorias salariais, entre outros. Posteriormente, também houve contratação de alunos dos cursos de pós-graduação para consolidação das equipes de pesquisa.²⁷

A capacitação tecnológica para execução de projetos de engenharia básica no CENPES foi alcançada fundamentalmente, através de três iniciativas: i) suporte em P&D do próprio Centro; ii)

²⁷ Em entrevista, o Sr. Leitão identificou peculiaridades na formação dessa área no CENPES, devido à heterogeneidade na constituição das equipes da Supen. Particularmente, estas equipes de pesquisa combinavam ingressos das refinarias (experiência operacional) e pesquisadores das universidades.

programas de transferência tecnológica; e, principalmente no iii)desempacotamento da tecnologia importada.²⁸

Com relação ao suporte em P&D, a consolidação das linhas de pesquisa no Centro possibilitou realizar estudos e levantamentos de informações necessárias à elaboração de projetos básicos na área industrial (refino e petroquímica) e, principalmente, na área de exploração (estruturas de perfuração e produção marítimas). Ademais, as atividades da Supesq e da Supep contribuem enormemente subsidiando o desenvolvimento de projetos básicos, bem como auxiliando no desempacotamento da tecnologia estrangeira.

Os programas de transferência tecnológica são realizados à medida em que a empresa consegue firmar contratos de licenciamento junto à empresas estrangeiras, incluindo treinamento e/ou estágio de engenheiros da estatal. Através desses acordos, técnicos da empresa brasileira são submetidos a três níveis de estágio: no primeiro estágio, os engenheiros acompanham o desenvolvimento do projeto básico do sistema e/ou equipamento pela empresa projetista estrangeira; no segundo estágio, esses profissionais passam a auxiliar na elaboração do projeto; e, por último, estes técnicos realizam integralmente o projeto e a companhia projetista presta assistência, caso seja necessário. Posteriormente, os funcionários que participaram desses programas de treinamento ministram cursos internos, promovendo capacitação técnica dos grupos de pesquisa e/ou técnicos das unidades operacionais.

Por último, destaca-se a absorção do conhecimento importado através do desempacotamento da tecnologia. O processo de assimilação do conhecimento estrangeiro pela empresa envolve diversos esforços: i) experiência das unidades operacionais; ii)capacitação adquirida pelos programas de transferência tecnológica; iii) consulta na literatura técnica sobre o *estado da arte*; iv) ensaios e análises em laboratório; v) testes em unidades-piloto.

²⁸ Dados extraídos da entrevista com o Sr. Sérgio O. de M. Portinho, superintendente da Supen.

A Supen tem por finalidade dar suporte as linhas de pesquisa tecnológica consideradas prioritárias na companhia. A complexidade e diversidade que envolve processos e sub-processos das tecnologias utilizados pela empresa, exigiu a formação de equipes de pesquisa especializada; ao passo que os conhecimentos necessários à execução de diversos projetos básicos foram centralizados, de modo a facilitar a consulta pelas equipes de pesquisa. Após ter sido concluído trabalho de pesquisa, as equipes encaminham seus resultados para corpo técnico responsável nas várias especialidades de projeto, que são: desenvolvimento de sistemas, programas computacionais de cálculo e análise da viabilidade técnico-econômica de investimentos.

Nos primeiros anos, as atividades de pesquisa em engenharia básica desenvolvidas pelo CENPES, concentraram-se na elaboração de projetos e prestação de serviços voltados basicamente para o parque de refino e setor petroquímico do país, face à necessidade de expansão e/ou modificação nas plantas de transformação. Frequentemente, estas alterações no projeto básico original proporcionaram absorção de conhecimento capaz de reproduzir e/ou introduzir adaptações/melhoramentos que otimizassem essas plantas. Esses esforços foram coordenados pelas divisões de projetos industriais (Diprin) e mecânicos (Diprom). A Diprin responde pela demanda de pesquisa na petroquímica, fertilizantes e nitrogenados, craqueamento e coqueamento, gás natural e tem um Setor de Correlação e Métodos, como órgão auxiliar; enquanto as atividades da Diprom ocorrem nas áreas de caldeiraria e tubulação, instrumentação e controle, projetos térmicos e máquinas²⁹. (ver organograma e capacitação técnica da Supen - Anexo).

De certa maneira, a capacitação tecnológica em projetos de engenharia básica no campo *downstream*, concentrou-se muito mais no desempacotamento de tecnologias, visando otimização como também

²⁹ PORTINHO, Sérgio M. de O. "Engenharia Básica nas áreas de Refinação de petróleo e petroquímica". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 27, no 1, jan./mar., 1984, pg. 74-78.

introdução de adaptações e melhoramentos nas plantas das refinarias e nas unidades petroquímicas. Para o desenvolvimento de projetos básicos que demandassem modificações maiores em partes dessas plantas e/ou em uma nova arquitetura de equipamentos, será imprescindível contratação de companhias externas.

Na primeira metade da década de 1980, a Petrobrás percebeu a necessidade de aprofundar tais conhecimentos em engenharia básica de instalações *offshore*. Até aquele momento, estes esforços vinham sendo realizados por órgãos do Departamento de Produção (DEPRO) e pelo Grupo Especial de Sistema de Produção Antecipada (Gespa), este último formado por técnicos de vários departamentos³⁰. Com o propósito de constituir uma divisão de pesquisa em engenharia básica no CENPES, alguns desses especialistas tiveram que ser transferidos, culminando com a formação da Divisão voltada para os projetos de exploração (Diprex). Este órgão passava a combinar funções distintas a saber: i) dar suporte aos órgãos operacionais em atividades de E&P submarinas, bem como efetuar pesquisas relacionadas aos sistemas de produção marítimos utilizados pela companhia; e ii) monitoramento do *estado da arte* de novas concepções *offshore*, por intermédio da literatura técnica existente. Estes esforços refletem mudanças nas prioridades tecnológicas da companhia que orientavam-se crescentemente para o campo do *up-stream*, particularmente graças à descoberta de campos submarinos gigantes na Bacia de Campos. De fato, verificou-se aumento no contingente técnico da Superintendência de pesquisa em engenharia básica principalmente na divisão responsável pelo desenvolvimento de instalações no oceano.

Entre 1982-1983, o contingente de técnicos com nível superior da Supen passou de 93 para 139. Como mostra a tabela III.5, no intervalo de 1986-1990, o crescimento de técnicos nesta

³⁰ A elaboração do projeto básico das instalações submarinas de produção de petróleo e/ou gás natural eram efetuadas pelo DEPRO. Em 1983, estas funções passaram à Superintendência de Engenharia Básica (Supen).

superintendência, elevou-se de 26% para 32% dos pesquisadores lotados no CENPES.

TABELA III.5 - DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS NA SUPEN (1986-1990)

ÁREA/ANOS	1986	1987	1988	1989	1990
Engenharia Básica					
Nível Superior(1)	179	208	229	232	236
Nível Médio	33	33	34	33	33
Total	212	241	263	265	269
CENPES					
Nível Superior(1)	691	691	757	750	737
Nível Médio	844	817	827	844	820
Total	1535	1508	1584	1594	1557
Relação (1)/(2) Supen/CENPES	26,0%	30,0%	30,0%	31,0%	32,0%

FONTE:Furtado, 1991. Obs: No nível superior inclui técnicos com título de mestrado e doutorado.

Com o aumento das atividades de exploração marítima no país, houve um crescimento significativo na pesquisa em engenharia básica, voltada para o desenvolvimento de conceitos marinhos adequados às condições ambientais do país. Essas ações se acentuaram consideravelmente através do desenvolvimento tecnológico voltado para os campos de águas profundas, inaugurado durante a segunda metade da década de 1980.

3.2.3 Pesquisa em Exploração e Produção.

No ano de 1965, foi criado o Setor de Exploração & Produção no CENPES, com a finalidade de auxiliar as operações do Departamento de Exploração e Produção (Dexpro)³¹. No final desta década, este setor passou a responder como Divisão de Exploração e Produção (Depro,1968). No primeiro momento, a divisão contava com alguns poucos técnicos que haviam sido transferidos das áreas

³¹ WILLIAMS, Ilena Zander (1967). op.cit. p.87

operacionais³². Nesse período, eram realizados principalmente exames de gases e fluídos dos reservatórios, testes e avaliação das rochas-testemunhos visando identificar zonas com potencial de extração de hidrocarbonetos, bem como estudos preliminares nos campos da geofísica, geoquímica e geologia.³³

A transferência do CENPES para o *campus* da UFRJ, proporcionou a implantação de laboratórios de grande porte para efetuar análises sobre a estrutura geológica do país, desenvolvimento de técnicas geofísicas e geoquímicas, estudos em processos e nos equipamentos aplicados na perfuração, produção e recuperação de reservatórios de hidrocarbonetos. Para constituição dos quadros de pesquisadores, a divisão firmou acordo com departamento operacional solicitando que fosse intensificado o regime de contratação externa, como também a montagem de programas especiais de formação de recursos humanos. Paralelamente, houve admissões de profissionais que realizavam cursos de pós-graduação e pesquisadores com título de mestre e doutorado.

No final da década de 1970, o crescimento das operações de E&P, particularmente na Plataforma Continental foram levantando questões que, por sua vez, suscitaram maior demanda em pesquisa realizadas por essa divisão. Conseqüentemente, era criada a Superintendência de Pesquisa em Exploração e Produção (Supep, 1979).

Durante a primeira metade da década de 1980, foram concluídas as instalações de novos laboratórios dedicados aos trabalhos em E&P que possibilitaram ampliar as pesquisas realizadas na área de exploração, como também deram origem à formação das divisões de investigação voltadas para exploração (Diplo), geologia e

³² ALMEIDA, Alberto Carlos Ferreira (1990). op. cit. pg.52

³³ WILLIAMS, Ilena Zander (1967). op.cit. pg. 89, 90, 96, 97

engenharia de reservatórios (Diger)³⁴. Estas ações foram fundamentais para consolidação das linhas de pesquisa existentes e no maior espaço de trabalho em geologia estrutural, bioestratigrafia e paleoecologia, sedimentologia, análise de interação rocha-fluido, geo-engenharia de reservatório, tecnologias de perfuração de poços, tecnologia submarina, corrosão, inspeção de equipamentos e tecnologias de produção e movimentação de óleo e/ou gás natural, métodos de completação e estimulação de poços (ver organograma e capacitação técnica da Supep - anexo).

No final dos anos 1970, havia apenas 91 técnicos com nível superior alocados na Supep³⁵. Com mostra a tabela III.6, a partir do ano de 1986, número de pesquisadores nessa superintendência quase duplicou, passando a representar cerca de 25,0% da população total do Centro de P,D&E. Como pode ser observado, no ano de 1990, essa superintendência respondia por quase um terço da *massa crítica* do CENPES.

TABELA III.6 - DISTRIBUIÇÃO DE TÉCNICOS DA SUPEP (1986-1990)

ÁREA/ANOS	1986	1987	1988	1989	1990
EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO					
Nível Superior(1)	173	173	217	220	229
Nível Médio	223	221	232	221	238
Total	396	394	449	441	467
CENPES					
Nível Superior(2)	691	691	757	750	737
Nível Médio	844	817	827	844	820
Total	1535	1508	1584	1594	1557
Relação (1)/(2) Supep/CENPES	25,0%	25,0%	28,6%	29,3%	31%

FONTE: Furtado, 1991. (*) inclui técnicos com mestrado e doutorado.

³⁴ No ano de 1980, eram concluídas as instalações do laboratório LABOUR, pertencente ao Departamento de Exploração. Pouco depois, estas instalações passaram aos cuidados da Superintendência de Exploração e Produção.

³⁵ ALMEIDA, Alberto Carlos Ferreira de (1990). Op. cit. pg.52.

Nesse período, a Diretoria da Petrobrás estabeleceu como prioridade estratégica o desenvolvimento tecnológico nas áreas exploração e produção de hidrocarbonetos. A descoberta de grandes reservatórios submarinos, associada à necessidade de conhecimento do potencial energético dessas jazidas, levaram a Supep a participar na formulação e execução dos esforços mais recentes inaugurados *pelas Águas Profundas*.

3.3 O Salto para Inovação tecnológica: o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - Procap.

Nesta parte do trabalho, passo a descrever os esforços da Petrobrás na busca de soluções para tornar viável a produção de hidrocarbonetos em águas profundas. Estes esforços tomaram vulto na empresa, resultando na formulação e implementação do Procap que será objeto da exposição desta parte do capítulo.

3.3.1 Quais eram os Desafios para Operação em Águas Profundas.

A intervenção em jazidas localizadas em águas profundas (superiores a 400 metros) envolvia problemas de ordem técnica que precisavam ser enfrentados pela Petrobrás. De fato, para que os sistemas de produção que já vinham sendo empregados no mar passassem a ser utilizados em lâminas d'água de maior profundidade eram consideráveis. A empresa precisava realizar um importante esforço próprio para adaptar e/ou melhorar a tecnologia usada em águas rasas, adequando-as para águas profundas. Nesse sentido, tornava-se fundamental alcançar a capacitação para efetuar pré-projeto dos sistemas de produção que permite o conhecimento do potencial de cada alternativa existente, elemento essencial à escolha adequada das opções tecnológicas *offshore*. No caso, a elaboração desses pré-projetos requeria levantar dados que ainda não tinham sido realizados sobre as condições ambientais e

geológicas da região, coletando as seguintes informações: i) tamanho das ondas e correntezas; ii) grau de salinidade; iii) características da superfície e das camadas de solo marinho; iv) condições de temperatura e pressão do meio ambiente; v) velocidade dos ventos; vi) propriedades dos óleos de Marlim e Albacora; viii) características oceanográficas e meteorológicas gerais da região. De fato, o tratamento dessas informações permitiria formar um banco de dados que, por sua vez, subsidiaria a definição de sistemas de produção apropriados às condições ambientais da Bacia de Campos.³⁶

Visto que os esforços da empresa em sistemas de produção, concentravam-se nas plataformas semi-submersíveis, valeria ressaltar quais seriam as modificações necessárias nestas plataformas e seus subsistemas, visando seu emprego em áreas mais profundas. Nesse sentido, era fundamental redefinir o projeto básico: i) da plataforma; ii) dos equipamentos instalados no fundo do mar (árvore de natal molhada, *template/manifold*, entre outros); iii) do sistema de ancoragem e amarração da plataforma; iv) do sistema de transporte de óleo, constituído pelas linhas submarinas e *risers*.

Ademais, tornava-se importante realizar estudos com a finalidade de melhorar o desempenho dos sistemas de produção flutuantes baseados nas plataformas semi-submersíveis. Nesse caso, podem ser destacadas, hierarquicamente, algumas questões relevantes:

- i) pesquisas visando substituição de materiais, particularmente nas linhas submarinas e *risers*, com o propósito de diminuir o peso que estes componentes exercem sobre a plataforma, bem como aumentar sua resistência para facilitar o transporte/fluxo de óleo e gás natural;
- ii) estudos voltados à otimização da estrutura da plataforma, possibilitando redução no seu peso;

³⁶ Dados extraídos da entrevista realizada no SEGEN.

- iii) análises dos diversos processos existentes que atuam no retardamento da corrosão dos equipamentos instalados no fundo do mar;
- iv) Aperfeiçoar os equipamentos submarinos para as águas profundas, desenvolvendo concepções que facilitassem sua instalação no solo marinho, com maior nível de confiabilidade de modo a diminuir conserto/manutenção desses equipamentos;
- v) trabalhos de avaliação do potencial de aplicação dos veículos de controle remoto (VOR)³⁷, devido à impossibilidade empregar equipes de mergulhadores nos serviços relacionados a instalação, manutenção e consertos das instalações submarinas.

3.3.2 Constituição do Procap

Na primeira metade da década de 1980, nenhum dos sistemas de exploração *offshore* empregados no mundo ultrapassavam a lâmina d'água de 400 metros. Conforme também foi mencionado anteriormente, as maiores reservas descobertas pela Petrobrás naquele período localizam-se em profundidades de 430 até 2100 metros. De modo que pela primeira vez em sua existência, a empresa defrontava-se com a inexistência de *pacotes tecnológicos* adquiríveis externamente para fazer face às suas atividades operacionais.

Em pouco tempo, tornou-se consenso dentro da empresa a necessidade de procurar soluções próprias para viabilizar os campos marinhos de Marlim e Albacora. Com a finalidade de subsidiar iniciativas técnicas para o aproveitamento econômico da Bacia de Campos, foi criado grupo de trabalho (GT) formado por representantes de alguns departamentos técnicos. Pouco depois, este GT era substituído pela Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP, 31-07-85). A constituição da CIAP, instância com representantes de diversos órgãos da empresa, de certa forma,

³⁷ Nas operações *offshore* nas regiões mais profundas, tem crescido graças à utilização de rôbos, que permitem realizar mais diversos serviços de inspeção e conserto dispensando o uso de mergulhadores.

ilustra a multidisciplinariedade das questões que envolviam os assuntos das águas profundas.

No caso, o CENPES participava da CIAP. No ano de 1986, este Centro de pesquisa criou uma assessoria responsável pela sistematização de propostas voltadas para os reservatórios em águas profundas³⁸. As superintendências de pesquisa em Engenharia básica (Supen) e da Exploração & Produção (Supep) foram convidadas a apreciar aspectos relevantes da pesquisa exploratória e das instalações de produção marítimas. Através da consulta às equipes dessas superintendências, foram avaliados conjuntamente os pontos críticos que porventura existiriam nos principais sistemas *offshore* utilizados pela empresa, de modo a torná-los tecnicamente viáveis até 1000 metros de profundidade.

A partir das discussões, concluiu-se que a Petrobrás precisava concentrar seus esforços, no primeiro plano, em tecnologias que permitissem realizar a produção no médio prazo; no segundo plano, considerar estrategicamente as novas concepções para exploração de aplicação mais no longo prazo. No primeiro plano, constava os principais sistemas de produção empregados pela empresa a saber: as plataformas semi-submersíveis, as plataformas fixas e os navios. A versatilidade das plataformas semi-submersíveis tornavam este sistema mais apropriado as mais diversas regiões marítimas do país. Quanto as plataformas fixas, recomendou-se estudos com o objetivo de analisar melhor quais eram as possibilidades de aproveitamento desta concepção. No caso das embarcações, foram sugeridas algumas pesquisas, dada a flexibilidade de aplicação em áreas bastante profundas, como laboratórios de pesquisa exploratória, até mesmo como sistema de produção temporário. No segundo plano, as equipes consideraram necessário estudos voltados para o acompanhamento de novos sistemas de produção, com o propósito de aumentar a viabilidade técnico-

³⁸ Em entrevista, Sr. José Paulo Silveira, Superintendente do CENPES no período da constituição da CIAP, relatou os esforços do órgão de pesquisa para contribuir nesta comissão.

econômica das atividades *offshore* no país.³⁹

Em síntese, a consulta junto as superintendências de pesquisa levantou os mais diversos problemas referentes ao tema das águas profundas, que permitiram : i) identificar lacunas técnicas nos sistemas de produção utilizados pela empresa; ii) sistematizar dúvidas existentes nesse assunto, relacionados aos mais diversos campos de conhecimento; iii) apontou a necessidade de realizar esforços visando o conhecimento de novas concepções tecnológicas para produção submarina. Foram estas conclusões que subsidiaram a elaboração da carteira de projetos de pesquisa destinada especificadamente para águas profundas, conhecida como Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas - Procap⁴⁰.

A carteira Procap foi encaminhada à Diretoria da Petrobrás para aprovação. Para tanto, os departamentos técnicos e serviços de apoio as atividades *offshore* precisavam apreciar o programa. Desta forma, os representantes dos órgãos operacionais contribuíram da seguinte maneira: auxiliando para melhorar a definição do escopo dos projetos, inclusão de temas que não haviam sido considerados pelo CENPES e na exclusão de assuntos gerais que ultrapassavam problemas relacionados as regiões onde predomina maiores profundidades.

A participação de vários órgãos da estatal na reformulação do programa foi fundamental, possibilitando compreender a dimensão das questões pertinentes às águas profundas. Ademais, esse processo envolveu outros órgãos na implementação do Procap, tornando-os corresponsáveis na coordenação e execução dos projetos de pesquisa

³⁹ Dados extraídos da entrevista com Sr. Frederico Reis, assessor da superintendência do CENPES, responsável pelo levantamento e sistematização dos temas relativos as águas profundas que permitiram a elaboração do Procap.

⁴⁰ PETROBRÁS. Documento Interno. CENPES 10-3588/86. Referência: Tecnologia para Exploração em Águas Profundas.

desta carteira.⁴¹

Analisando o processo de criação do Procap e como demais órgãos engajaram-se nesse esforço, vem à luz alguns aspectos importantes. Naquele momento, a Petrobrás precisava definir uma audaciosa estratégia de capacitação tecnológica, o que favorecia a participação do centro de P&D da empresa no processo de discussão interna. Dessa forma, os esforços do CENPES orientaram-se para a constituição de um programa de capacitação destinado as águas profundas. A carteira Procap elaborada no órgão de pesquisa, compreendia que as iniciativas deveriam estar voltadas para equacionar limitações eminentemente técnicas dos sistemas submarinos de produção. Para os órgãos operacionais, a preocupação expressava-se mais nas dificuldades relacionadas aos procedimentos técnicos no âmbito da instalação, manutenção, conserto, reposição das instalações e equipamentos, entre outros, necessários à operação eficiente do sistema de produção marítimo.

Através da revisão do programa realizada por equipes mistas formadas pelos órgãos operacionais e do centro de P&D, a carteira Procap consolidou-se como agenda de pesquisa da Petrobrás frente ao desafio imposto pelas águas profundas.⁴²

⁴¹ De fato, no documento de criação do programa elaborado pelo CENPES e encaminhado à Diretoria da Petrobrás, já apontava necessidade da revisão dos demais órgãos da companhia visando a montagem de uma carteira de projetos que refletisse a problemática das águas profundas sob seus mais diversos ângulos.

⁴² Em entrevista, Sr. Luciano França, coordenador do Procap no DEPRO, comentou a participação desse órgão na reformulação do programa. Particularmente, essa contribuição foi fundamental na identificação de procedimentos que precisariam ser reavaliados nas operações *offshore* em águas profundas.

3.3.3 Descrição do Procap

A carteira de projetos do Programa de Capacitação Tecnológica para Exploração em Águas Profundas teve como propósito orientar a agenda de investigação da companhia em diversos aspectos referentes à fronteira marítima. Nesse sentido, o Procap realizou estudos visando a formação de um banco de dados sobre reservatórios marinhos, meteorologia e oceanografia da região, dos sistemas e subsistemas de exploração marinha, procedimentos de instalação e inspeção submarina visando o desenvolvimento dos campos de Albacora e Marlim.

Com relação aos sistemas de produção, a carteira Procap considerou fundamentalmente àquelas concepções onde a Petrobrás tinha grande experiência. Ademais, esta carteira também permitiu introduzir concepções desenvolvidas pelos técnicos da empresa. Quanto aos sistemas *offshore* que estavam em desenvolvimento em nível internacional, foram propostos estudos visando conhecer melhor estas concepções. Para tanto, a seleção desses novos conceitos foi condicionada pelos seguintes fatores: i) relação do custo de operação por lâmina d'água de cada sistema; ii) capacitação tecnológica da indústria nacional, principalmente, e internacional; iii) adequação às condições ambientais do país; iv) tempo estimado para entrar em funcionamento cada uma dessas alternativas. Dessa modo, o programa contemplou oito sistemas de produção, conforme mostra o quadro III.1, logo abaixo.

QUADRO III.1 SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO SUBMARINA CONTEMPLADOS PELO PROCAP

<p>CONCEPÇÕES SUBMARINAS TRADICIONAIS</p> <p>SISTEMAS FLUTUANTES Plataforma Semi-Submersível Navios</p> <p>SISTEMA FIXO Plataforma Fixa com Jaqueta</p> <p>NOVAS CONCEPÇÕES SUBMARINAS</p> <p>SISTEMAS FLUTUANTES Torres Complacentes Plataformas de Pernas Atirantadas Plataforma Semi-submersível utilizando completação seca</p> <p>SISTEMAS DE BOMBEAMENTO Sistema de Separação e Bombeamento Multifásico Sistema de Bombeamento Multifásico</p>
--

Fonte: elaboração própria a partir de documentos da companhia, 1992.

O Procap foi originalmente composto por cerca de 78 projetos⁴³. Durante sua execução (1986-1991), houve reavaliações dentro da empresa que julgaram necessário estender esta carteira para 109 projetos⁴⁴. Para facilitar o desenvolvimento do programa, os projetos foram ordenados em linhas de pesquisa específicas e/ou agrupados em áreas de conhecimento gerais, mostra a tabela III.7

Ao examinar o escopo de cada projeto do programa, constatou-se que estes projetos poderiam ser classificados nas seguintes linhas gerais: i) projetos de pesquisa sobre sistemas flutuantes de produção, particularmente aqueles relacionados com as plataformas semi-submersíveis e navios de processo; ii) projetos em áreas de conhecimento interdisciplinar; iii) projetos sobre novos processos

⁴³ Na primeira classificação do programa, foram definidas nove áreas/linhas de pesquisa, a saber: i) Multidisciplinares (20 projetos); ii) jaquetas (14); iii) Poços (12); iv) Linhas Submarinas (07); v) Manifold (06); vi) Amarração (06); vii) Facilidades de Produção(05);viii) Risers(05);ix) Casco (03).

⁴⁴ Dos 109 projetos Procap dois deles não foram iniciados.

e sistemas de produção marítimos; iv) projetos de pesquisa sobre plataformas fixas.

TABELA III.7 - PROJETOS PROCAP CLASSIFICADOS POR LINHAS

LINHAS DE PROJETOS DE PESQUISA	TOTAL	PERCENTUAL
Equipamentos/Componentes Submarinos		
Manifold/Template	08	
Risers	07	
Linhas Submarinas	07	
Árvore de Natal Molhada	02	
Total	24	22,43%
Subsistemas da Plataforma Semi-submersível		
Amarração	08	
Facilidades de Produção	04	
Casco	01	
Total	13	12,15%
Ferramenta para Operações		
Veículo de Operação Remota (VOR)	06	5,61%
Plataforma Semi-submersível		
Aplicação em Semi-submersíveis(*)	08	7,47%
Navio de Processo	03	2,80%
Total de Projetos Relacionados aos Sistemas Flutuantes de Produção	54	50,47%
Áreas de conhecimento Interdisciplinar		
Multidisciplinares(*)	20	
Poço e Reservatório	10	
Total	30	28,03%
Novos Processos e Sistemas de Produção Marítimos		
Inovação	14	13,08%
Plataformas Fixas		
Estruturas	09	8,41%
Total de Projetos(**)	107	100,00

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela companhia, 1991. (*) Para a companhia, estes dois grupos de projetos representam estudos de aplicação mais diversas, classificados no grupo de projetos gerais. (**) tomou-se como base de cálculo aqueles projetos que efetivamente foram desenvolvidos no programa.

Na primeira classificação, com 50,47% dos projetos do programa, concentram-se as pesquisas referentes ao *ciclo de vida*⁴⁵ dos sistemas flutuantes de produção empregando plataformas semi-submersíveis, seus subsistemas marítimos, veículo de apoio às operações submarinas e navios de processo. Na segunda classificação, os esforços de pesquisa voltaram-se para áreas de conhecimento interdisciplinar, que representaram 28,03% dos projetos em carteira. Nessa última, destacam-se trabalhos de mapeamento do solo da região, de identificação das propriedades dos óleos de Marlim e Albacora, de coleta de dados meteorológicos e oceanográficos, entre outros. Quanto à terceira classificação, que corresponde 13,08% dos projetos Procap, ressaltam-se as pesquisas de processos novos para apoiar as atividades *offshore* e dos estudos sobre o projeto conceitual⁴⁶ de novas concepções para águas profundas. Por último, participando com 11,21%, estão os projetos das plataformas fixas.

Na classificação da tabela anterior, observou-se que a carteira do Procap teve como orientação prioritária esforços voltados para o desenvolvimento tecnológico dos sistemas flutuantes, particularmente daqueles que empregam as plataformas semi-submersíveis. Quanto as plataformas fixas e navios de processo foram considerados sistemas de produção secundários tendo em vista as atividades nas áreas de maior profundidade.

Analisando a composição do programa, percebe-se visivelmente que os novos sistemas de produção não tiveram espaço representativo. Portanto, ao aprofundar sistemas conhecidos, o Procap denota uma estratégia pouco ofensiva por parte da empresa

⁴⁵ O ciclo de vida dos sistemas compreendem a elaboração dos projetos conceitual e básico, fabricação e montagem dos equipamentos, procedimentos de instalação, operação, inspeção, manutenção e realocação das plataformas e de equipamentos marítimos.

⁴⁶ Projetos conceituais se constituem pelos estudos e análises que subsidiam a definição e desenvolvimento do projeto básico da infra-estrutura, dos sistemas de produção, seus equipamentos e componentes.

com respeito ao desenvolvimento de inovações mais radicais. Contudo, os conceitos *offshore* mais avançados tem sido crescentemente desenvolvidos através da participação de várias companhias petroleiras, expressando uma tendência que se generaliza no tocante ao conhecimento tecnológico que se situa na fronteira da indústria do petróleo mundial. No caso, a Petrobrás também vem participando de alguns desses esforços com outras empresas desta indústria.

Outra questão pertinente ao programa, trata-se da participação de projetos que demandaram campos de conhecimento interdisciplinar. Esta característica presente em vários projetos Procap serve para ilustrar um dos aspectos importantes das atividades *offshore* nas águas profundas, a qual passa pela necessidade de envolver interativamente distintas atividades de E&P da rotina da empresa, pois estas passariam a demandar diferentes áreas do saber.

3.3.4 Mecanismos de Implementação do Programa

A Comissão Interdepartamental para Águas Profundas - CIAP, era formada pelos superintendentes do CENPES, do Departamento de Perfuração (DEPER), Serviço de Engenharia (SEGEN), Serviço de Planejamento (SERPLAN), Serviço de Materiais (SERMAT), diretor de Exploração e Produção da Braspetro e Departamento de Produção (DEPRO).

Após a criação do Procap, a CIAP transformou-se na instância responsável pelas decisões estratégicas do programa. A CIAP estabeleceu uma subcomissão encarregada em acompanhar o desenvolvimento dos projetos do programa. Esta última, era composta por técnicos dos órgãos SEGEN, SERMAT, DEPER, DEPRO e CENPES, onde estes dois últimos alternavam anualmente a gerência dessas comissões.

Competia a subcomissão coordenar as reuniões de reavaliação dos projetos da carteira Procap. Durante sua implementação, o programa foi submetido à 7 reuniões de reavaliação. O objetivo

principal destas reuniões era evitar retardamento no desenvolvimento dos projetos, como também que houvesse desvio das prioridades relacionadas ao tema águas profundas. Por um lado, este tipo de supervisão permitiu a autorevisão de muitos projetos e de seus objetivos fundamentais, visando obedecer ao cronograma definido pela empresa nas atividades da Bacia de Campos. Por outro lado, à medida que evoluía a implementação desses projetos a subcomissão podia perceber quais eram as áreas que precisavam ser reforçadas. Ademais, competia à subcomissão poupar forças da empresa, evitando duplicidade nas atividades do programa, visto que muitos projetos tinham pontos de tangência. Este tipo de coordenação, tencionava otimizar recursos humanos e materiais.

Nos primeiros três anos, as reuniões da subcomissão ocorriam semestralmente, nas quais a carteira Procap era analisada pelos membros dos órgãos participantes e pelos técnicos responsáveis por cada projeto de pesquisa. Nesse período, o programa estruturava-se na empresa. A partir de 1989, as reuniões da subcomissão passaram a ser realizadas apenas anualmente, pois a implementação do programa tomara seu curso natural. No decorrer do tempo, a carteira havia se transformado em atividade de rotina, possibilitando que os demais órgãos assumissem plenamente sua corresponsabilidade na execução do programa.

No caso, a carteira Procap foi distribuída entre os órgãos com representação na subcomissão da CIAP que, por sua vez, assumiam projetos levando em consideração as principais especialidades demandadas para o desenvolvimento da pesquisa pertinente a cada projeto (ver quadros dos órgão-coordenadores - anexo). Dessa maneira, cerca de 400 técnicos da companhia participaram desses projetos⁴⁷. A dotação orçamentária, destinada à execução do

⁴⁷ A companhia tomou como base de cálculo o número de homens/hora envolvidos nos projetos dessa carteira, visto que os técnicos da empresa dedicaram tempo parcial na execução desses projetos. Dessa forma, o programa contou com algo em torno de 200.000 homens/ano, durante 1986-1991.

programa(1986-1991), foi da ordem de U\$68 milhões de dólares. Esses recursos foram dispendidos integralmente pela empresa. A tabela III.8, mostra a execução do orçamento pelos órgãos-coordenadores do programa.

TABELA III.8 - RECURSOS FINANCEIROS GASTO NO PROCAP (1986-1991)
(EM MILHÕES DE US\$/1991)

ÓRGÃO-COORDENADOR	TOTAL DE PROJETOS	VALOR	PERCENTUAL
SEGEN	07	18,9	27,8
CENPES	79	29,5	43,4
DEPER	03	9,5	14,0
DEPRO	13	5,9	8,6
SERMAT	05	4,2	6,2
TOTAL	107	68,0	100,00

FONTE: Elaboração própria a partir de documentos da companhia, 1992.

A atuação do SEGEN demandou 27,8% dos recursos totais do programa para a realização de 7 projetos. Estes projetos tiveram peso expressivo na alocação de recursos financeiros, por se tratar de pesquisas voltadas para o extenso programa de coleta de dados meteorológicos, oceanográficos, geofísicos, entre outros. Entretanto, este tipo de trabalho foi fundamental para conhecer as condições de exploração da região, para avaliar o potencial energético das jazidas submarinas. Ademais, órgão de engenharia acompanhou testes para o desenvolvimento de aços especiais visando a construção das plataformas semi-submersíveis.

O CENPES atuou num maior número de projetos, na ordem de 79, despendendo um volume de recursos em torno de 43,4% do montante gasto no programa. Sob sua coordenação, pode ser destacada a montagem do banco de dados meteorológicos e oceanográficos da região de Campos, o desenvolvimento de projetos conceituais e/ou básicos dos sistemas e subsistemas de exploração marítimos, os trabalhos sobre programas de *software* aplicados à análise dos reservatórios e do comportamento das concepções tecnológicas de produção, os estudos sobre equipamentos submarinos, o desenvolvimento de aditivos e antiespumantes para os óleos da Bacia

de Campos.

O DEPER coordenou três projetos do Procap, que corresponderam a 14% dos recursos do programa. Sua participação foi fundamental no desenvolvimento do projeto básico do *template-manifold* Octos-1000 e no projeto de modificação das plataformas semi-submersíveis para operações de perfuração de 350 até 1000 metros de profundidade.

O DEPRO necessitou de 8,6% dos recursos para coordenar cerca de 13 projetos de pesquisa. Este departamento encarregou-se das análises de confiabilidade dos equipamentos submarinos, avaliações no lançamento das linhas submarinas, dos procedimentos para operações *offshore* e do projeto conceitual da plataforma semi-submersível utilizando completação seca. Esta concepção permite realizar a completação dos poços sobre a plataforma, caracterizando-se fundamentalmente pela utilização de *risers* rígidos. Vale ressaltar que este projeto, que resulta dos esforços em pesquisa da empresa, constituiu-se numa das suas iniciativas para o desenvolvimento de concepções próprias. Esta plataforma semi-submersível foi introduzida na carteira do programa, posteriormente.

Quanto ao SERMAT, este demandou 6,2% dos recursos do programa, coordenando 5 projetos. A participação desse órgão concentrou-se na supervisão dos projetos relacionados com especificações de equipamentos, materiais e compostos químicos.⁴⁸

Em sua grande maioria, os projetos Procap tinham interface com várias áreas de conhecimento. Portanto, a montagem das equipes de pesquisa para a realização desses projetos era feita por técnicos de diferentes órgãos que integravam a subcomissão da CIAP. Deste modo, esta subcomissão contribuiu ativamente para alocar da forma mais eficiente os recursos dos projetos e incentivar o

⁴⁸ Dados extraídos da entrevista com o Sr. Cláudio Viana e pelo Sr. Vicentti Furletti, técnicos responsáveis no SERMAT pela execução dos projetos Procap.

estabelecimento dos grupos de trabalho multidisciplinar.⁴⁹

Nesse sentido, o desenvolvimento do Procap exigiu a formação de canais e fluxos de informação técnica entre seus órgãos operacionais e o Centro de P,D&E, possibilitando processos de aprendizado interdependentes, na medida que os projetos mais importantes dessa carteira estavam intrinsecamente correlacionados entre si. Para ilustrar, toma-se apenas dois exemplos que comprovam a assertiva anterior. Os projetos Procap que se destinavam à coleta e ao tratamento de informações do meio ambiente visando a constituição de um banco de dados meteorológico, oceanográfico e geológico da região de Campos, foram coordenados pelos órgãos SEGEN e CENPES, respectivamente. De fato, este banco de dados é fundamental na definição de plataformas, equipamentos submarinos, entre outros. Por sua vez, o projeto conceitual e básico das plataformas semi-submersíveis, dos equipamentos e dos componentes marítimos desenvolvidos, principalmente pelo CENPES, requerem profundo conhecimento das operações, dos procedimentos para instalação, manutenção e conserto, ou seja, da interface com órgãos técnicos como DEPER, DEPRO e o SEGEN.⁵⁰

Outra característica essencial da carteira do Procap, constitui o envolvimento de várias instituições. A demanda por fontes externas de conhecimento, tornou-se fundamental para a implementação de diversas pesquisas do programa e constitui-se num dos aspectos mais marcantes do desenvolvimento tecnológico que vem ocorrendo na fronteira das atividades *offshore*.

⁴⁹ O Procap adotou o modelo de gestão matricial, com o objetivo de dar flexibilidade entre técnicos dos vários departamentos da empresa, naqueles projetos que envolvessem muitas especialidades.

⁵⁰ A elaboração do projeto conceitual e básico de instalações e principalmente equipamentos *offshore* faz parte da rotina do órgão de pesquisa em engenharia básica, este último lotado no CENPES. Entretanto, isto não significa que outros órgãos operacionais não disponham de técnicos com habilitados para realizar partes ou, até mesmo, fazer todo projeto.

3.3.5 Participação de Instituições Externas no Programa

Com o propósito de fortalecer a base de conhecimento técnico nos sistemas dos produção e acompanhar o *estado da arte* das novas concepções *offshore*, a Petrobrás procurou estabelecer acordos e/ou contratos no âmbito nacional e internacional com universidades, centros de P&D, indústrias, companhias petroleiras (operadoras), firmas classificadoras⁵¹ de sistemas de produção submarinos e empresas de engenharia. Sendo assim, colaboraram em projetos do programa 27 universidades/centros de P&D, 45 empresas de engenharia, 55 indústrias, 3 companhias petroleiras e 4 firmas classificadoras. (ver quadros da participação externa no Procap - anexo)

Analisando a carteira Procap, observou-se que certos projetos demandaram a participação de apenas uma instituição externa, enquanto outros precisaram envolver várias instituições. Portanto, os dados sobre a participação externa foram sistematizadas visando compreender a demanda de conhecimento necessária em um determinado conjunto de projetos. Logo, a atuação dessas instituições de C&T e empresas no programa, pode ser classificada em 5 diferentes grupos:

- Grupo I - projetos onde atuaram universidades e/ou centros de P&D (instituições de C&T);
- Grupo II - projetos que envolveram universidades e/ou centros de P&D, empresas de engenharia e/ou indústrias;
- Grupo III - projetos onde apenas contribuíram empresas de engenharia;
- Grupo IV - projetos onde houve a colaboração de universidades e/ou centros de P&D, empresas de engenharia, indústrias, companhias

⁵¹ Na indústria do petróleo, existe firmas especializadas na prestação de serviços relacionados com o controle da qualidade das plataformas e equipamentos submarinos, analisando procedimentos de manutenção e realizando consertos periodicamente nos sistemas de produção. Por sua vez, estes sistemas só podem funcionar com seu aval. Ademais, as classificadoras avaliam o projeto básico de equipamentos e das instalações *offshore*.

petroleiras (operadoras) e/ou firmas classificadoras;
 Grupo V - projetos realizados juntamente com indústrias;

Conforme havia sido mencionado anteriormente, dois projetos da carteira Procap não foram iniciados. Portanto, dos 107 projetos desenvolvidos no programa, 91 projetos - representando aproximadamente 85% dessa carteira - tiveram partes de sua pesquisa efetuada por instituições nacionais, bem como internacionais. A tabela III.9, mostra a partição de projetos pelos Grupos.

O Grupo I representa 28,60% dos projetos que tiveram contrapartida externa. Este grupo, formado apenas por instituições de C&T, foi responsável pelo desenvolvimento de programas computacionais de simulação e modelagem matemática para definição dos sistemas de ancoragem, estruturas das plataformas fixas e monitoração dos movimentos da TLP, estudos de técnicas radiativas, pesquisa sobre transmissores de sinais óticos, hidroacústicos e geração de energia elétrica submarina.

TABELA III.9 - PARTICIPAÇÃO EXTERNA NO PROCAP ORDENADA POR GRUPO DE INSTITUIÇÕES

GRUPOS	PROJETOS		INSTITUIÇÕES			
	TOTAL	(%)	NACIONAL		INTERNACIONAL	
			TOTAL	(%)	TOTAL	(%)
Grupo I	26	28,60	07	64,0	04	36,0
Grupo II	22	24,10	28	52,0	26	48,0
Grupo III	12	13,20	13	87,0	02	13,0
Grupo VI	18	19,80	42	79,0	18	11,0
Grupo V	09	9,90	17	100,0	---	----
Outros	04	4,40	--	-----	---	----
	91	100,00				

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela companhia, 1992.

O grupo II corresponde a 24,10% dos projetos Procap. Entre as pesquisas desenvolvidas neste grupo, destacam-se o projeto conceitual da plataforma de pernas atirantadas (TLP) e torres complacentes (CT), estudos visando conhecer o sistema de bombeio multifásico (BMS) e o projeto básico da plataforma semi-submersível para produção (*Vitória Régia*). No caso, a plataforma *Vitória Régia* se constitui em parte dos esforços da empresa no desenvolvimento de projeto básico de plataformas semi-submersíveis.

Quanto ao Grupo III, responsável por 13,20% dos projetos do programa, prevalece a parceria com as empresas de engenharia. Neste grupo, ressaltam-se as pesquisas dos projetos conceitual e básico dos equipamentos submarinos como *template/manifold*, *manifold* atmosférico⁵² e do sistema de controle de inspeção submarina, projeto conceitual do *swivel*⁵³ múltiplo destinado à produção e do projeto conceitual do sistema de bombeamento e separação multifásica (SSS). Vale salientar que a Petrobrás desenvolveu um projeto conceitual de SSS, mas com o propósito de conhecer pesquisas mais avançadas nessa linha, foi firmado contrato com empresa de engenharia estrangeira.

O Grupo IV compreende 19,80% dos projetos, sendo estes implementados com a contribuição de várias instituições de C&T e empresas. As instituições envolvidas neste grupo colaboraram na aquisição e tratamento de dados meteorológicos e oceanográficos, no desenvolvimento do projeto conceitual e básico do *template-manifold Octos-1000* e nos projetos conceituais de *risers*, projeto básico e

⁵² O *manifold* atmosférico, caracteriza-se por estar encapsulado, portanto evita exposição a salinidade. Ademais, este equipamento trabalha a determinada pressão atmosférica.

⁵³ O *swivel* é um equipamento utilizado pelas embarcações que se conecta com os *risers* de produção, recebendo os fluxos de petróleo. Este equipamento controla o fluxo de óleo e possibilita acompanhar o nível produção que chega no navio de cada poço.

de detalhamento da árvore de natal molhada (ANM), no projeto conceitual da plataforma semi-submersível utilizando sistema de completação seca, de análises sobre lançamento de linhas flexíveis e estudos visando aplicação de veículos e ferramentas de operação remota (VOR/ROT).

O Grupo V, foi responsável por 9,90% dos projetos, nos quais participaram apenas indústrias. Estas empresas contribuíram nos projetos de desenvolvimento de sistemas de cabos de aço submetido à corrosão, testes em linhas hidráulicas, análises sobre materiais alternativos para vasos de pressão, especificações em veículos de operação remota (VOR), testes para construção de árvore de natal molhada (ANM).

A partir da classificação anterior, poder-se também avaliar a participação das instituições externas, tanto nacionais como internacionais. Estes dados foram ordenados, conforme a tabela III.10.

O Grupo I está relacionado aos projetos que demandaram conhecimento mais voltado à pesquisa científica. Neste grupo, as instituições de C&T do país tiveram participação mais significativa do que as instituições estrangeiras.

TABELA III.10 - PARTICIPAÇÃO DE INSTITUIÇÕES NACIONAIS
E INTERNACIONAIS NA CARTEIRA PROCAP

GRUPOS/INSTITUIÇÕES	PARTICIPAÇÃO			
	NAC. (%)		ESTR. (%)	
Grupo I				
Universidades e/ou Centros de P&D	07	75,0	04	25,0
Grupo II				
Universidades e/ou Centros de P&D	08	53,0	07	47,0
Empresas de Engenharia	03	21,0	11	79,0
Indústrias	17	68,0	08	32,0
Grupo III				
Empresas de Engenharia	02	13,0	13	87,0
Grupo IV				
Universidades e/ou Centros de P&D	05	71,0	02	29,0
Empresas de Engenharia	16	70,0	07	30,0
Indústrias	07	78,0	02	22,0
Companhias Petroleiras	--	----	01	100,0
Firmas Classificadoras	--	----	03	100,0
Grupo V				
Indústrias	17	100,0	----	---

Fonte: Elaboração própria a partir do dados fornecidos pela companhia Petrobrás, 1992.

O Grupo II, contempla basicamente aqueles projetos fundamentais à capacitação da empresa na definição dos projetos conceituais de novos sistemas de produção em nível internacional, do projeto conceitual da plataforma semi-submersível utilizando completação seca⁵⁴, no projeto conceitual e básico de uma plataforma

⁵⁴ Esta concepção caracteriza-se pela utilização de risers rígidos numa plataforma semi-submersível. De fato, as semi-submersíveis originalmente empregam risers flexíveis no transporte

semi-submersível (*Vitória Régia*), sendo que estas duas últimas plataformas representam projetos desenvolvidos pela companhia. Neste grupo, foram identificados basicamente dois processos distintos de aprendizagem realizados através de fontes de conhecimento externo. No caso, as novas concepções de exploração, observa-se ações voltadas para absorção de tecnologias, portanto do conhecimento necessário para desenvolver o projeto básico dessas concepções. Quanto a plataforma semi-submersível, as iniciativas da empresa levaram, após ter havido a absorção da tecnologia estrangeira, à realização de um novo projeto básico. Por último, vale destacar a plataforma semi-submersível com completação seca que representa os esforços para o desenvolvimento de alternativas próprias, ocasionando em uma nova concepção de sistemas flutuantes de produção.

A demanda por conhecimento científico foi contratada junto às instituições de C&T no país (principalmente) e estrangeiras. Quanto ao desenvolvimento do projeto conceitual, tornou-se fundamental a contribuição das empresas de engenharia, onde prevaleceu a atuação de empresas estrangeiras em relação às nacionais. Em relação as indústrias, estas atuaram no sentido de ampliar o processo de aprendizagem orientado para adaptação de materiais e equipamentos essenciais aos sistemas flutuantes de produção empregando as plataformas semi-submersíveis, onde houve maior contratação local.

Analisando o Grupo II, torna-se necessário destacar o projeto do sistema de bombeio multifásico. No Procap, a empresa apenas acompanhou as pesquisas e testes que estão sendo realizados por instituições de P&D e empresas de engenharia internacionais, juntamente com outras companhias petroleiras estrangeiras.

O Grupo III, representa as pesquisas da Petrobrás orientadas para o processo de aprendizagem que possibilitaria executar projeto básico dos equipamentos submarinos para águas profundas. Devido às dificuldades de inspeção, manutenção, conserto, entre outras,

dó óleo e gás para até a plataforma.

procurou-se estender o conhecimento relacionado à concepção desses equipamentos. Estes esforços voltavam-se para a adequação dos equipamentos marítimos às atividades E&P em grandes profundidades. Neste caso, a parceria com empresas de engenharia internacional foi maior, visando em uma fase posterior desenvolver novos equipamentos para operação em regiões mais profundas.

Quanto ao Grupo IV, a participação nacional foi significativa, particularmente nas pesquisas relacionadas à coleta/tratamento de dados marítimos e equipamentos submarinos. Conforme foi dito anteriormente (em relação ao Grupo III), as iniciativas voltadas para o desenvolvimento do projeto conceitual e básico de diversos equipamentos ocorreram graças à contratação de empresas de engenharia estrangeira. A partir desses esforços, foi possível passar à definição de novos desenhos e/ou introdução de modificações nesses equipamentos (projeto conceitual e básico). Neste grupo, destacam-se os processos de aprendizagem voltados à realização de novas arquiteturas dos equipamentos e componentes marinhos. Nesse sentido, pode ser observado o desenvolvimento de novos *templates/manifolds* e de *risers* adequados às condições ambientais do país, com significativa participação de instituições de C&T, indústrias e empresas de engenharia local.

No Grupo IV, as pesquisas sobre os veículos de operação remota (VOR) para atividades *offshore* ocuparam um lugar de destaque, devido o seu potencial de aplicação imediata. As instituições envolvidas foram centros de P&D, empresas de engenharia e indústrias nacionais, estas voltadas para realização de processos de aprendizagem adaptativos. A cooperação com companhias petroleiras internacionais ocorreu nos estudos sobre lançamento de linhas flexíveis nas áreas de maior profundidade, e ampliação do conhecimento sobre procedimentos operacionais.

Finalmente, no grupo V, os projetos concentraram-se nos processos de aprendizagem orientados para a adaptação, envolvendo basicamente capacitação para produção e o desenvolvimento e/ou testes em materiais especiais, das peças de equipamentos utilizados

nos sistemas de produção flutuante e dos veículos de operação remota (VOR). Neste grupo, predominou a participação da indústria nacional.

Com relação à participação externa internacional na carteira Procap, foram estabelecidos junto às instituições de C&T e empresas estrangeiras 7 regimes de contratação, permitindo a execução de 50 projetos do Procap. A grande maioria dos projetos do Procap que tiveram parte da pesquisa realizada fora do país, estabeleceram mais de um contrato com instituições estrangeiras envolvendo tanto pesquisa aplicada e/ou científica. Conforme mostra a tabela III.11, o Procap firmou 82 contratatos e envolveu 14 universidades e/ou centros de P&D, 24 empresas de engenharia, 11 indústrias, 3 companhias petroleiras (operadoras) e 4 firmas classificadoras. (ver relação da participação externa internacional - anexo)

TABELA III.11- REGIMES DE CONTRATAÇÃO DE CONHECIMENTO EXTERNO INTERNACIONAL NO PROCAP

FORMAS DE AQUISIÇÃO DE CONHECIMENTO	PARTICIPAÇÃO TOTAL	PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL(%)
Projetos Multiclientes	29	35
Programa de Transferência de Tecnologia	10	12
Cooperação Tecnológica	22	27
Consultoria	11	13
Programas de Estágio no Exterior	06	7
Ensaio e Fabricação	04	6
Total de Contratos firmados pelo Procap	82	100

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da companhia, 1992.

Os projetos multiclientes, representando 35% da contratação realizada no exterior, alcançaram maior participação entre os regimes estabelecidos pelos projetos Procap. Os multiclientes, caracterizam-se por serem projetos de pesquisa que podem ser desenvolvidos por uma empresa de engenharia ou instituições de P&D, estas empresas ou instituições assumem sua coordenação e estendem a participação para outras entidades interessadas, mediante rateio do custo pré-estabelecido do projeto. No caso, as companhias contratantes adquirem o direito de enviar seus técnicos às reuniões do comitê executor do projeto e têm acesso aos seus resultados finais.

Através da carteira Procap, a empresa aderiu a cerca de 27 multiclientes, dos quais 21 se relacionaram aos projetos coordenados pelo CENPES⁵⁵. Vale salientar que os contratos multiclientes podem ser considerados como uma inovação, em termos de contratação pesquisa, consolidada na Petrobrás através do Procap. No que diz respeito aos recursos alocados em multiclientes onde participou o CENPES, foram mobilizados recursos da ordem de Us\$ 1,89 milhões de dólares, cerca de 2,8% do orçamento do programa, que possibilitaram companhia participar de pesquisas desenvolvidas, particularmente por instituições de C&T e empresas de engenharia européias e americanas. (ver relação dos projetos multiclientes - anexo)

O consórcio multicliente tem sido muito utilizado para contratação de pesquisa na indústria petroleira mundial, principalmente para: i) a realização de estudos voltados para novos processos e técnicas para serem utilizados no setor; ii) o desenvolvimento de conceitos marinhos situados na fronteira tecnológica mundial; e iii) a análise de campos de conhecimento de especialização muito restrita. Vale destacar que novos sistemas de

⁵⁵ Através do Procap, foram firmados 5 multiclientes no SERMAT e 1 pelo DEPRO. Durante a pesquisa de campo, apenas estavam disponíveis as informações sobre multiclientes ligados as pesquisas realizadas pelo CENPES.

produção como as torres complacentes e o bombeio multifásico, técnicas mais modernas de perfuração, como a perfuração horizontal, constituem parte dos esforços realizados por intermédio desse tipo de contratação.

A principal vantagem da modalidade multiclente, deve-se a possibilidade de dispor de conhecimentos muito especializados e na considerável redução do custo da investigação. Ademais, nas reuniões do comitê diretor do projeto, os técnicos das empresas petroleiras clientes reúnem-se periodicamente, o que possibilita algum tipo de troca de informação com outros especialistas que vem acompanhando a evolução do projeto. De fato, este regime permite complementar esforços internos em pesquisa.

No Procap, percebe-se que a participação em multiclentes criou uma interface significativa com as universidades, centros de P&D e empresas de engenharia internacionais. À luz desses fatos, pode ser constatado a tendência das atividades da fronteira *offshore* águas profundas terem aumentado a demanda por conhecimento científico e pesquisa aplicada altamente especializada, com vistas ao desenvolvimento de inovações tecnológicas.

Os programas de transferência tecnológica envolveram 12,0% da contratação estrangeira, principalmente com empresas de engenharia e indústrias. A companhia nacional utilizou o espaço proporcionado pela agenda de pesquisa Procap para absorção de tecnologia, particularmente em equipamentos submarinos (*risers e manifold*), da plataforma semi-submersível de grande porte, da plataforma de pernas atirantadas (TLP) e do sistema de bombeio e separação multifásica.

Os contratos de cooperação tecnológica correspondem a 27% dos acordos firmados durante a execução da carteira Procap. Estes acordos contribuíram no desenvolvimento de vários projetos relacionados aos equipamentos e componentes submarinos, os quais também prevaleceu a participação de empresas de engenharia e indústrias. No programa, também foram estabelecidos contratos de cooperação tecnológica com alguns centros de P&D, visando melhorar as atividades de produção submarinas. Nesse sentido, destaca-se o

desenvolvimento de outra concepção para o bombeamento multifásico⁵⁶ sob coordenação do Instituto Francês do Petróleo (IFP), no qual a companhia nacional tem acompanhado o andamento das pesquisas na fase de testes em pequenos protótipos.

As consultorias, cerca de 13,0%, contribuíram nos projetos que resultaram em modificações e novas concepções no que se refere a equipamentos, componentes e sistema de produção submarino. Vale ressaltar, a atuação dessas firmas no projeto básico da plataforma semi-submersível de grande porte e na plataforma semi-submersível que realiza completação seca, conceitos estes desenvolvidos pela empresa nacional.

Quanto aos programas de estágio no exterior, realização de ensaios e fabricação, estes tiveram participação menor, concentrando-se em acordos firmados com empresas de engenharia e principalmente junto às indústrias. Estes esforços foram importantes no desenvolvimento de equipamento e componentes submarinos, particularmente das linhas submarinas, risers, válvulas de segurança para equipamentos instalados no fundo do mar.

3.3.6 Análise de 3 importantes projetos do programa.

Neste subitem, pretende-se expor sucintamente o desenvolvimento de três importantes projetos de pesquisa do Procap. Foram selecionados os projetos que deram origem ao *template-manifold Octos-1000*, a plataforma semi-submersível *Vitória Régia* e da plataforma de pernas atirantadas (*TLP*).

⁵⁶ No contexto internacional, existe 5 principais sistemas de bombeamento multifásico (SBM) em desenvolvimento. Na carteira Procap, a empresa nacional participou de dois projetos em andamento, um sob coordenação do IFP através de contrato de cooperação tecnológica e outro realizado pela empresa de engenharia escocesa Weir Pumps, este último através de projeto multiclente.

Conforme havia sido dito anteriormente, o advento das jazidas gigantes em águas profundas colocou a Petrobrás problemas que precisariam ser equacionados, com vistas ao aproveitamento do potencial energético desses reservatórios. As plataformas semi-submersíveis largamente empregadas em atividades *offshore* pela empresa, não passavam de unidades de produção provisórias que antecipavam a produção dos campos marítimos. Para transformá-las em unidades definitivas de extração de petróleo e/ou gás natural, era necessário realizar modificações estruturais no sistema flutuante de produção, particularmente na concepção da plataforma.

A divisão de projetos de exploração (Diprex/CENPES) coordenou um programa de transferência tecnológica junto à empresa projetista sueca GVA, visando capacitar técnicos da companhia para o desenvolvimento do projeto básico de uma plataforma semi-submersível de grande porte⁵⁷. Dado que essa plataforma foi originalmente concebida para realização das atividades de perfuração, esses técnicos precisariam modificar seu projeto básico, com o objetivo de instalar uma planta de produção. Consequentemente, o projeto básico de conversão dessa semi-submersível, deu origem a plataforma Petrobrás XVIII.

A equipe de pesquisa responsável pelo projeto de conversão da Petrobrás XVIII percebeu que diversos subsistemas dessa plataforma adquirida externamente estavam superdimensionados às condições ambientais do país. De fato, esta concepção tinha sido projetada para regiões de clima mais severo, como é o caso do Mar do Norte.

As modificações introduzidas no projeto básico original, possibilitaram definir uma nova concepção de plataforma semi-submersível projetada especificamente para produção dos reservatórios localizados na Bacia de Campos. Estes esforços realizados durante a execução do Procap resultaram no

⁵⁷ Este trabalho foi coordenado por equipes mistas compostas por técnicos do CENPES, DEPRO e SEGEN.

desenvolvimento da plataforma *Vitória Régia*.⁵⁸

A plataforma *Vitória Régia* em relação ao projeto adaptado da plataforma Petrobrás XVIII, proporciona uma redução de 30% no custo médio do sistema flutuante. Esta otimização deve-se à integração dos principais subsistemas⁵⁹ da plataforma semi-submersível. Essas duas concepções foram projetadas para o processamento de 100 mil barris de petróleo e 2,1 MM m³ de gás por dia. A plataforma *Vitória Régia* permitiu a Petrobrás entrar com pedido de patente internacional.⁶⁰

O *template-manifold Octos-1000*, caracteriza-se pela sua configuração octogonal, onde o *manifold* encontra-se posicionado no centro e os poços distribuem-se nas sete radiais de aço. Sua concepção partiu da experiência operacional do DEPER na Bacia de Campos. As dificuldades encontradas na perfuração nas regiões profundas tornou necessário desenvolver uma nova concepção de *template/manifold*. Devido às características do solo daquela região, este equipamento submarino precisava ser instalado a uma determinada altura da superfície marinha⁶¹. Para tanto, o

⁵⁸ Dados extraídos na entrevista com o Sr. Marco Antônio, um dos técnicos responsáveis pelo projeto da *Vitória Régia* na Diprex.

⁵⁹ No projeto da plataforma semi-submersível *Vitória Régia*, foram redimensionados os seguintes subsistemas: i) facilidades de produção; ii) sistemas navais (risers, ancoragem e casco); iii) Utilidades de produção; iv) estrutural (convés, colunas e flutuadores); v) geração energia elétrica; vi) tubulação; vii) injeção d'água; viii) segurança.

⁶⁰ PETKOVIC, Marco Antônio L. "*Vitória Régia - plataforma de produção de baixo custo para águas profundas*". in Boletim técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 34, no 3/4, jul./dez, 1991, pg.203-208.

⁶¹ Em entrevista, Sr. Samir Award, técnico e coordenador na subcomissão do Procap no DEPER, relatou problemas no desenvolvimento das tarefas de perfuração devido à natureza lamosa do solo oceânico existente na Bacia de Campos. Estes características da região retardavam sensivelmente a localização dos poços perfurados e outras de operações realizadas por esse departamento.

equipamento submarino foi projetado visando facilitar as operações de perfuração/completação e o controle da produção realizada em 7 poços. Vale ressaltar que o desenvolvimento do *template/manifold Octos-1000* começou um pouco antes da criação do Procap e, posteriormente, foi incorporado em sua carteira de projetos. Este equipamento também possibilitou a empresa requerer pedido de patente fora do país.

A Petrobrás, no intuito de conhecer novos sistemas de produção marítima, estabeleceu contrato de transferência tecnológica com a *joint-venture* americano-norueguesa Fluor-GVA, com o propósito de desenvolver projeto à nível conceitual de uma plataforma de pernas atirantadas (TLP). O contrato incluía programa de treinamento para técnicos da empresa junto a essas firmas projetistas. Desse modo, as equipes de pesquisa em engenharia básica (Diprex/CENPES) capacitaram-se para realizar projetos de concepção no mesmo nível daquele executado junto à projetista estrangeira. Estes esforços possibilitaram o desenvolvimento preliminar da plataforma TLP-1000, capaz de intervir em 25 poços e realizar a produção de 100 mil barris de petróleo por dia e 2,1 MM m³ dia de gás natural.

3.3.7 Principais Resultados Alcançados pelo Procap.

No ano de 1991, o Procap foi encerrado na empresa tendo logrado a execução média de 80% dessa carteira⁶². Nesse período, o programa havia concluído 61 projetos, 46 deles ultrapassariam este último ano, ao passo que apenas 2 projetos não tinham sido iniciados. Vale ressaltar que os projetos de pesquisa que continuariam em andamento⁶³ já tinham logrado seus principais

⁶² Em entrevista, Sr. Marcos Assayag, técnico responsável pela coordenação do Procap no CENPES, mencionou a realização física média alcançada nos projetos do programa.

⁶³ Em entrevista, Sr. Marcos Assayag, descreve quais são os procedimentos para o encerramento de um projeto na companhia. No caso, os técnicos responsáveis pelo projeto precisam expedir

objetivos, o que permite avaliar quais foram os resultados desse esforço tecnológico orientado para capacitação da Petrobrás em sistemas de exploração de hidrocarbonetos para águas profundas. Para tanto, foi analisado o parecer de cada projeto do Procap, elaborado pelos técnicos responsáveis pela sua execução. No quadro III.2, encontra-se de forma sucinta, a capacitação geral atingida pelo Procap.

Com relação aos sistemas flutuantes utilizando plataformas semi-submersíveis, os esforços realizados no programa possibilitaram atingir a capacitação tecnológica para o desenvolvimento do projeto básico da plataforma semi-submersível, dos seus subsistemas, equipamentos e componentes marinhos para operação até 1000 metros de lâmina d'água.

Quanto às plataformas fixas, alcançou-se capacitação na definição desta concepção para produção de hidrocarbonetos até 400 metros de profundidade. Este conceito perdeu relevância no programa, pois foi comprovado que sua aplicação não é viável, nem técnica muito menos economicamente, em grandes profundidades. Todavia, os estudos realizados durante o Procap permitiram a empresa aprofundar conhecimentos sobre esse conceito, podendo ser utilizados em áreas onde predominam lâminas d'água mais rasas.

A capacitação em sistemas flutuantes empregando navio foi contemplada no Procap, devido sua múltipla versatilidade: i) proporciona a produção de campos, enquanto não estão prontas as instalações definitivas; ii) possibilita efetuar testes relacionados aos diversos subsistemas, equipamentos e componentes marinhos, antes de serem extensivamente utilizados nas plataformas semi-submersíveis; iii) permite a extração de petróleo em reservatórios isolados e/ou considerados marginais, servindo para o escoamento e estocagem da produção. De fato, esta alternativa que já vinha sendo largamente empregada pela companhia. No programa,

relatório final, o qual descrevem seus resultados finais, processo de desenvolvimento, aplicações gerais, participações externas, custo total, ou seja, parecer técnico sobre as aplicações dos resultados.

esses esforços estiveram muito mais voltados para análise do comportamento dessas embarcações em campos localizados nas águas profundas e no desenvolvimento de um equipamento sofisticado empregado por esse sistema, como é o caso do *swivel*.

Em relação a plataforma de pernas atirantadas (TLP) e torres complacentes (TC), a companhia adquiriu capacitação para elaborar e avaliar projetos conceituais desses conceitos. No caso, este esforço gerou um domínio tecnológico relacionado com engenharia básica dessas plataformas. Portanto, caso haja interesse, a empresa terá condições de inaugurar processos de aprendizagem que poderão capacitá-la a utilização dessas tecnologias, bem como na definição de projetos básicos dessas concepções.

Quanto as plataformas semi-submersíveis com completação seca, a capacitação nesse sistema foi à nível do projeto conceitual e pré-básico. Como se trata de um sistema que inova o sistema de completação(seca), ainda requer avaliação das suas possibilidades de aplicação no país. Contudo, os estudos preliminares apontam como alternativa viável técnica e economicamente, particularmente quando comparadas as plataformas de pernas atirantadas (TLP).

Finalmente, ressalta-se as concepções de bombeamento multifásico. Os resultados apresentados por essa linha de pesquisa em nível internacional ainda não transformaram estas alternativas em sistemas tecnicamente viáveis para águas profundas. Estes conceitos precisarão passar por número considerável de testes e seu potencial real de aplicação somente será conhecido a partir da segunda metade da década de 1990. Como foi colocado anteriormente, as principais companhias petroleiras estrangeiras que atuam em atividades *E&P offshore* e a Petrobrás tem participado no desenvolvimento tecnológico desses sistemas através contratos multivalentes e/ou cooperação tecnológica. Logo, a investigação sobre os sistemas de bombeamento multifásico terão maior ciclo de maturação até que seja possível julgar sua viabilidade técnica para águas profundas. Em todo caso, as expectativas são grandes em relação a este novo conceito de exploração, considerado na indústria do petróleo mundial como a principal inovação tecnológica

radical do final deste século.

QUADRO III.2 CAPACITAÇÃO GERAL ALCANÇADA NO PROCAP.

SISTEMAS	DE	EXPLOTAÇÃO	SUBMARINA
- Plataformas Semi-submersíveis			
Capacitação para realizar o projeto básico na estrutura naval (casco) e facilidades de produção das plataformas semi-submersíveis.			
Capacitação para efetuar projeto básico de equipamentos submarinos - árvore de natal molhada (ANM), <i>manifold</i> , <i>template-manifold</i> , <i>risers</i> rígidos e flexíveis.			
Capacitação para aperfeiçoar os sistemas de supervisão/controlado de equipamentos submarinos de produção.			
Desevolvimento de técnicas de instalação, inspeção, manutenção dos equipamentos, componentes do sistema de produção marítima.			
Plataforma Fixa - Capacitação para realizar projeto básico desse sistema até 300-400 metros de lâmina d'água. Todavia não se cogita a utilização de plataformas fixas em regiões de grandes profundidades.			
Sistemas Flutuantes com Navio - Capacitação de sistemas flutuantes utilizando embarcações e especificações de monobóias.			
Torres Complacentes - Capacitação para definição de projeto conceitual e da aplicação desse conceito em regiões marinhas do país. Demandaria consultoria externa para desenvolvimento de projeto básico.			
Plataforma de Pernas Atirantadas - Capacitação para definição de projeto conceitual e do potencial de aplicação às condições ambientais do país. Necessita ainda de consultoria externa para o desenvolvimento do projeto básico desse sistema.			
Plataforma Semi-Submersíveis de completação seca - Capacitação para definição do projeto conceitual, do projeto pré-básico e verificação das possibilidades de aplicação desse conceito na Plataforma Continental.			
Sistemas de Bombeamento Submarino - Acompanhamento dos estudos sobre os Sistema de Bombeamento e Separação Multifásica e do Sistema de Bombeamento Multifásico.			

FONTE: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela empresa, 1992.

Outro resultado importante do Procap, consiste na geração de novo conhecimento tecnológico. Para tanto, tomou-se como medida o número de patentes concedidas à companhia petroleira pelos projetos Procap. Destacam-se as patentes em projetos relativos aos sistemas de ancoragem, veículos de operação remota, linhas de amarração, flutuadores, procedimentos de instação de equipamentos marinhos, definição de projetos de *template-manifold*, nas plataformas Vitória Régia e plataforma semi-submersível de completação seca, sistema de geração de energia elétrica.(ver quadro com patentes geradas pelo programa - anexo).

No período 1986-1992, 235 patentes foram concedidas à Petrobrás, enquanto os projetos Procap obtiveram 47 patentes, o que corresponde a 20,0% dessas concessões no país. Em relação a concessão de patentes no exterior, a empresa depositou 47 patentes, quando a carteira do programa contribuiu com 13 patentes, cerca de 27,65% das concessões obtidas fora do país. A tabela III.12 mostra a evolução na concessão de patentes da Petrobrás nos últimos anos.

TABELA III.12 PATENTES GERADAS PELOS PROJETOS PROCAP (1986-1992)

ANO	TOTAL DE PATENTES PETROBRÁS		TOTAL DE PATENTES DO PROCAP	
	PAÍS	EXTERIOR	PAÍS	EXTERIOR
1986	27	06	---	---
1987	31	07	02	01
1988	33	04	06	01
1989	26	04	07	01
1990	44	21	14	08
1991	27	05	10	02
1992	47	--	09	--
	-----	-----	-----	-----
TOTAL	235	47	48	13

FONTE: PETROBRAS/CENPES/SECOMT, 1993.

3.3.8 Síntese sobre os Esforços do Programa

A carteira Procap considerou como objetivo principal o desenvolvimento tecnológico que possibilitasse a aplicação das plataformas semi-submersíveis nas águas profundas. Nesse sentido, poder-se afirmar que a execução desta agenda de pesquisa tornou viável conhecimento técnico que permitirá a utilização dessa concepção nas regiões profundas até 1000 metros. De fato, as principais metas estabelecidas em relação aos sistemas flutuantes, como adequação de equipamentos e componentes submarinos, redução do peso da plataforma, entre outras, lograram êxito.

Ademais, o esforço realizado pela Petrobrás resultou na capacitação tecnológica para definição de seus próprios sistemas flutuantes de produção e dos subsistemas responsáveis pela conexão entre o poço e a plataforma. Nesse sentido, a empresa precisou transcender os processos imitativos e adaptativos adquirindo capacidades que lhe possibilitassem a definição do seu sistema exploratório, desenvolvendo novos processos técnicos sobre a mesma base técnica. À guisa desses fatos, conclui-se que o programa atingiu significativas inovações de natureza incremental (*minor innovation*) no conjunto do sistema, dos subsistemas e equipamentos ligados as plataformas semi-submersíveis. Apesar desses resultados se caracterizarem por serem alcançados a partir de inovações incrementais, este desenvolvimento tecnológico poderá acentuar ainda mais a posição da Petrobrás como pioneira na instalação de sistemas flutuantes de produção em regiões de grandes profundidades.

A partir do ano de 1991, os resultados da pesquisa Procap relacionados aos sistemas flutuantes de produção passaram a ser testados com a instalação do pré-piloto de Marlim e, posteriormente, do piloto de Marlim. Este último, trata-se de uma plataforma semi-submersível onde são utilizados procedimentos, equipamentos e componentes submarinos desenvolvidos ao longo do programa, que vem realizando produção em poucos poços localizados em lâminas d'água de 700 a 800 metros de profundidade. Através

desse laboratório experimental, a empresa poderá analisar o potencial real de aplicação do conhecimento adquirido durante a implementação do Procap.

Até o presente momento, estes resultados confirmam a viabilidade técnica dos sistemas flutuantes utilizando plataformas semi-submersíveis e dos seus subsistemas marinhos em áreas mais profundas, particularmente nos campos de Marlim e Albacora. Nesse sentido, os próximos esforços relacionados às plataformas semi-submersíveis deverão se orientar para a aplicação do conhecimento gerado pelo Procap em projetos de investimento e no intuito de aumentar a aprendizagem técnica *offshore* dos departamentos operacionais e de engenharia da empresa voltados para as atividades de E&P.

*

*

*

IV. CONCLUSÃO

As atividades *offshore* caracterizam as iniciativas de expansão presente na indústria mundial do petróleo. De fato, os países exportadores como aquelas economia dependente de hidrocarbonetos passaram a efetuar explorações em regiões submersas. Isto se deve ao fato da experiência internacional comprovar a viabilidade técnico-econômica dos sistemas de E&P, o que contribuiu para reforçar o processo de difusão tecnológica desses sistemas. Para tanto, essas atividades passaram a demandar desenvolvimento tecnológico, visando o melhor aproveitamento das jazidas submarinas. Conseqüentemente, as últimas duas décadas marcam o crescimento da produção marítima, esta logrando participação relevante na oferta mundial de hidrocarbonetos.

A trajetória tecnológica *offshore* da Petrobrás foi determinada pela necessidade de ampliar a oferta interna de hidrocarbonetos, na medida que os reservatórios terrestres do país sempre caracterizaram-se pelo seu limitado potencial energético. Ademais, as mais antigas jazidas localizadas em terra apresentavam sinais de declínio, ao passo que as pesquisas exploratórias não identificavam reservas de grande magnitude no continente. Dessa forma, a empresa começava sofrer pelo processo de estagnação da produção, caso permanecesse a depender exclusivamente das acumulações encontradas no continente. Estes fatos acentuavam o problema de suprimento nacional, visto que a produção de óleo bruto não acompanhava o crescimento da demanda desse insumo no país. Nesse sentido, a extração ao longo da plataforma continental brasileira constituiu-se na principal alternativa para a produção interna de petróleo bruto.

Na construção da capacitação técnica *offshore*, a Petrobrás adotou mecanismos clássicos de transferência tecnológica a saber: contratação de firmas de engenharia projetista e fabricantes especializados para elaboração do projeto básico, construção e montagem dos sistemas marítimos de produção, importação de

materiais (equipamentos , peças e componentes), programas de estágios/treinamentos junto às empresas estrangeiras, aquisição de *blueprints*, entre outros. De fato, estes instrumentos de transferência tecnológica eram usualmente empregados pela empresa na consolidação de atividades na área industrial, principalmente na implantação das refinarias estatais.

No princípio da década de 1970, a Petrobrás inaugurou projetos de investimento na região marítima, instalando sistemas de produção *offshore*. Esses primeiros esforços se voltaram para o desenvolvimento de capacidades que permitissem a operação dos sistemas de produção. Para tanto, técnicos da empresa acompanhavam a elaboração do projeto básico desses sistemas marítimos. Ao longo do tempo, a empresa passou a armazenar *capacidades técnicas relacionadas aos seus sistemas*, que *interagem contínua e reciprocamente*, sendo incorporadas às rotinas dos departamentos técnicos da empresa. Este processo possibilitou a implantação crescente de novos projetos de investimento *offshore*, introduzindo modificações nos sistemas de exploração utilizados pela empresa.

Na primeira metade da década de 1980, a Petrobrás alcançou importante capacitação tecnológica na operação e instalação de sistemas flutuantes de produção marítima, particularmente naqueles que empregam plataformas semi-submersíveis. De fato, a empresa alcançou proeminência por utilizar o maior número de sistemas flutuantes existentes no mundo, em regiões submersas entre 350-400 metros. Nesse período, as atividades *offshore* tornaram-se essenciais à produção no país, pois passaram a participar de forma crescente na oferta de petróleo bruto.

A descoberta dos campos submarinos gigantes de Marlim e Albacora constitui um marco importante na trajetória da Petrobrás. Estes campos tornaram imperativo as intervenções em águas profundas como forma de superar o entrave que perpassava a história da estatal, ou seja, o volume restrito das jazidas de hidrocarbonetos existentes no país. Todavia, não existia em nível internacional sistemas de produção tecnicamente disponíveis para retirar óleo bruto nessas profundidades, impasse que a empresa

nunca havia enfrentado. Desse modo, teria de partir da própria Petrobrás a procura de soluções, pois estes problemas não poderiam ser equacionados mediante a importação de *pacotes tecnológicos* nos moldes tradicionalmente empregados na implantação de atividades operacionais.

A ausência de sistemas de E&P que atuassem em grandes profundidades exigiu da empresa o aumento das atividades de P,D&E. Nesse sentido, a fronteira das águas profundas implicou em mudança no comportamento da Petrobrás frente ao desenvolvimento tecnológico, tornando fundamental ter uma postura eminentemente inovativa. Esta postura favoreceu a constituição de uma agenda de pesquisa - o *Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas (Procap)*. O Procap privilegiou basicamente sistemas flutuantes utilizando plataformas semi-submersíveis. De fato, o programa permitiu alcançar importantes resultados a partir de significativas inovações incrementais (*minor innovation*) nos sistemas flutuantes, principalmente nessas plataformas.

Inegavelmente, as iniciativas da empresa através do Procap, propiciaram significativo salto tecnológico a saber:

- i) capacitação tecnológica para redesenhar o projeto básico do sistema flutuante de produção, ou seja, da plataforma semi-submersível, equipamentos e componentes submarinos;
- ii) introdução de adaptações e, principalmente, de aperfeiçoamentos de caráter incremental nesses sistemas flutuantes de produção, permitindo estender sua aplicação de 350 até 1000 metros de LDA's.
- iii) modificação nos procedimentos de instalação dos sistemas flutuantes até 1000 metros de LDA's.

A experiência *offshore* do país distingui-se dos exemplos conhecidos no Terceiro Mundo. De fato, o salto tecnológico realizado pela Petrobrás baseando-se em inovações incrementais (*minor innovation*) permitirá alcançar a fronteira de um campo relevante, como é o caso das atividades de E&P nas águas profundas.

Outro aspecto singular do caso da Petrobrás, trata-se de uma empresa do Terceiro Mundo que optou por seguir uma trajetória diferente das demais companhias internacionais. No caso, estas últimas preferiram esperar completar o ciclo de maturação dos novos sistemas de produção para as águas profundas. Por um lado, as empresas estrangeiras ainda não encontraram reservatórios expressivos em águas profundas como àquelas jazidas descobertas no país. Por outro lado, as condições ambientais e o clima de determinadas regiões marítimas, como Mar do Norte e o Golfo do México, são bastante rigorosas diferente das condições encontradas no Brasil. No caso, a empresa nacional optou por uma estratégia de desenvolvimento da tecnologia *offshore* definindo as seguintes metas de médio e longo prazo: no médio prazo, o desenvolvimento dos sistemas flutuantes tradicionais; no longo prazo, passou a participar das principais iniciativas existentes relacionadas às novas concepções para E&P. O estado da arte destas concepções vem sendo acompanhado pela Petrobrás, juntamente com outras companhias petroleiras em regime de consórcio. Nesse sentido, a empresa nacional pretende reforçar sua posição futura nas águas profundas.

Vale ressaltar que a carteira Procap permitiu o monitoramento de inovações e a realização de programas de transferência de tecnologias de fronteira, revelando um ponto de inflexão importante no comportamento da Petrobrás. Até então, a estratégia tecnológica da empresa se restringia a reproduzir, adaptar e aperfeiçoar conhecimento tecnológico já dominado por companhias estrangeiras. A partir do Procap, o relacionamento da empresa com as fontes externas de conhecimento tecnológico muda de natureza, pois a estatal passou a buscar novos campos de saber, muitos deles ainda não dominados. Nesse sentido, a contratação de pesquisa externa demandou a diversificação nos regimes de contratação de pesquisa, bem como a participação em regimes novos para a empresa, destacando-se os projetos multiclientes.

O Procap também ilustra a mudança de postura frente à inovação, em curso na Petrobrás. Estas mudanças podem ser observadas tanto em relação ao CENPES, como nos órgãos operacionais e de engenharia voltados às atividades de E&P. A inserção do órgão de pesquisa na empresa foi, desde sua criação, eminentemente orientada à prestação de serviços técnicos (*trouble shooting*), principalmente para as áreas refino. A constituição das superintendências de pesquisa nesse Centro, reflete os esforços no sentido de fomentar a capacidade de investigação na estatal. À medida que a demanda tecnológica interna cresceu, o órgão de pesquisa passou a participar mais ativamente das instâncias estratégicas da empresa. Seguindo esse raciocínio, a postura da Petrobrás com relação ao desenvolvimento de uma base técnica endógena tem se modificado, visto que as atividades de P,D&E passam a ser relevantes não apenas para facilitar o desempacotamento das tecnologias a serem absorvidas pelos departamentos operacionais, mas também visam a geração de conhecimento novo pelo Centro de pesquisa. Conseqüentemente, este último precisou ter um papel mais ativo junto, principalmente, aos departamentos operacionais e de engenharia ligados a E&P, o que vem permitindo aumentar os canais internos de informação técnica existentes na empresa. Estes canais tem contribuído para a formulação da agenda de pesquisa do Centro de pesquisa com a participação maior dos departamentos operacionais e de engenharia. Desse modo, o órgão de P,D&E passou a responder melhor às reais necessidades das áreas de E&P da Petrobrás.

Vale destacar que a capacidade para desempacotar, bem como para desenvolver seus próprios sistemas tecnológicos exigiu o estabelecimento da atividade de pesquisa em engenharia básica na estatal. De fato, a capacitação em engenharia básica pode ser considerada vital para compreender parte significativa dos resultados alcançados pela empresa. Esta habilidade torna-se fundamental a elaboração do projeto básico do sistema de produção marítimo. A execução do projeto básico desse sistema permite entender sua arquitetura, bem como das possibilidades de introdução das adaptações e/ou modificações. Ademais, esse conhecimento

propociona analisar o potencial de aplicação dos sistemas de produção nas mais diversas regiões submarinas.

Quanto aos departamentos responsáveis pela instalação e realização das atividades de E&P, ou seja, SEGEN, DEPRO, DEPER e DEPEX, eles vem sendo continuamente estimulados pelo desafio das águas profundas a realizar adaptações e aperfeiçoamentos nas tecnologias utilizadas. Estes fatos, refletem o rompimento do comportamento passivo diante dos *pacotes tecnológicos*, mentalidade esta que prevaleceu na estatal por muito tempo, particularmente na área de refino. Nesse sentido, esses departamentos operacionais e órgão de engenharia passaram a compreender a inovação como uma rotina fundamental às suas atividades dentro da empresa, comportando-se como agentes que redefinem o conhecimento técnico em uso.

Outro aspecto que vem a explicar os resultados alcançados pelo Procap, trata-se da política de formação de profissionais da Petrobrás. Ao longo de sua evolução, a empresa precisou consolidar sua base técnica através da montagem de cursos de nível de pós-graduação para capacitação recursos humanos. Posteriormente, muitas das suas atividades foram exigindo técnicos com nível de mestrado e doutorado. Este aspecto, tornou possível a realização de esforços mais orientados à inovação, visto a existência de *massa crítica* na estatal.

Finalmente, entre as características que marcaram notadamente os esforços realizados pelo Procap, ressalta-se sua natureza multidisciplinar e o envolvimento da empresa com as mais diversas instituições de C&T, empresas de engenharia, consultoras, indústrias, companhias petroleiras e firmas classificadoras. Os projetos desse programa demandaram a produção de conhecimento em diversos campos visando o desenvolvimento de importantes inovações. Para tanto, articulou-se a formação de um pequeno *sistema de inovação* durante a implementação da carteira Procap, pois a execução de vários projetos envolveu participação externa considerável. Na sua grande maioria, colaboraram com estes projetos mais de uma instituição de C&T, empresa de engenharia, consultoras,

indústrias, companhias petroleiras e firmas classificadoras.

Este aspecto marcante do programa, permite avaliar a natureza da participação desses atores externos. As instituições de C&T atuaram no desenvolvimento de ferramentas e/ou modelagem matemáticas e modelos computacionais que contribuiriam principalmente nos estudos de geologia e do projeto básico do sistema de produção. As empresas de engenharia e consultoras foram fundamentais na capacitação em projeto básico e de detalhe desses sistemas de produção, ou seja, tornaram-se essenciais no processo de absorção e desenvolvimento de uma determinada tecnologia. Ademais, as empresas de engenharia contribuíram no aperfeiçoamento do conhecimento tecnológico já utilizado. Quanto as indústrias, estas auxiliaram nos testes e no desenvolvimento de peças e componentes dos sistemas de produção. Com relação as companhias petroleiras, foram firmados acordos de cooperação tecnológica para realização de testes em equipamentos e/ou troca de experiência operacional no tocante a outras regiões de E&P marítima. Por último, vale ressaltar a participação de firmas classificadoras que contribuíram na avaliação técnica do projeto básico e de detalhe das plataformas semi-submersíveis, equipamentos e componentes submarinos.

A implementação da carteira Procap ilustra como o progresso técnico pode ser compreendido como resultante da elaboração coletiva. Em última análise, a pesquisa nas atividades mais à fronteira demandaria crescentemente a participação de diversas instituições C&T e empresas, portanto aumentando a necessidade de complementariedade com meio ambiente externo.

A experiência do Procap também possibilita perceber certas especificidades dos processos de inovação relevantes logrados no Terceiro Mundo, mesmo quando este alcança a fronteira tecnológica. O caso da Petrobrás demonstra quão fecundo vem a ser a análise da mudança técnica na periferia. Constitui um exemplo interessante da expressiva capacidade de resposta das empresas dessas regiões na procura de soluções para seus próprios problemas.

* *

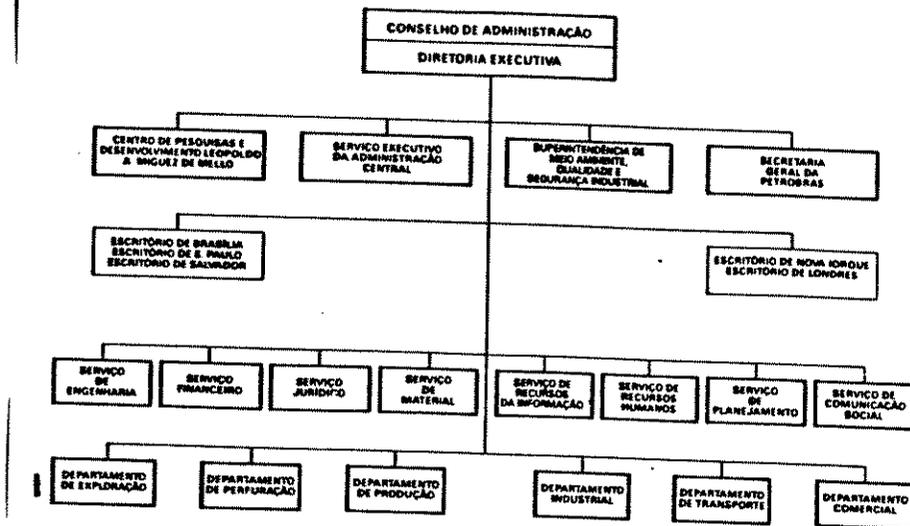
A N E X O

- I. ORGANOGRAMA DO CENPES
- II. ORGANOGRAMA DAS SUPERINTENDÊNCIAS DE PESQUISA DO CENPES
- III. CAPACITAÇÃO DAS SUPERINTENDÊNCIAS DE PESQUISA DO CENPES
 - QUADRO 1-CAPACITAÇÃO TÉCNICA NA ÁREA INDUSTRIAL
 - QUADRO 2-CAPACITAÇÃO EM ENGENHARIA BÁSICA NA ÁREA INDUSTRIAL
 - QUADRO 3-CAPACITAÇÃO TÉCNICA EM ENGENHARIA BÁSICA NA
EXPLOTAÇÃO
 - QUADRO 4-CAPACITAÇÃO TÉCNICA EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
- IV. ÓRGÃOS-COORDENADORES DOS PROJETOS PROCAP
 - QUADRO 5-PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO DEPRO
 - QUADRO 6-PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO SEGEN
 - QUADRO 7-PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO DEPER
 - QUADRO 8-PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO SERMAT
 - QUADRO 9-PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO CENPES
- V. PARTICIPAÇÃO EXTERNA NO PROGRAMA
 - QUADRO 10-PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES DE C&T
 - QUADRO 11-COMPANHIAS PETROLEIRAS E FIRMAS CLASSIFICADORAS
 - QUADRO 12-EMPRESAS DE ENGENHARIA
 - QUADRO 13-INDÚSTRIAS
- VI. PROJETOS MULTICLIENTES
 - QUADRO 14-RELAÇÃO DOS PROJETOS MULTICLIENTES COM INSTITUIÇÕES EUA
 - QUADRO 15-RELAÇÃO DOS PROJETOS MULTICLIENTES COM INSTITUIÇÕES
EUROPÉIAS
- VII. RELAÇÃO PATENTES
 - QUADRO 16-PRINCIPAIS PATENTES GERADAS PELO PROCAP
- VIII. RELAÇÃO PROJETOS PROCAP

PETROBRAS

PETROLEO BRASILEIRO S.A.

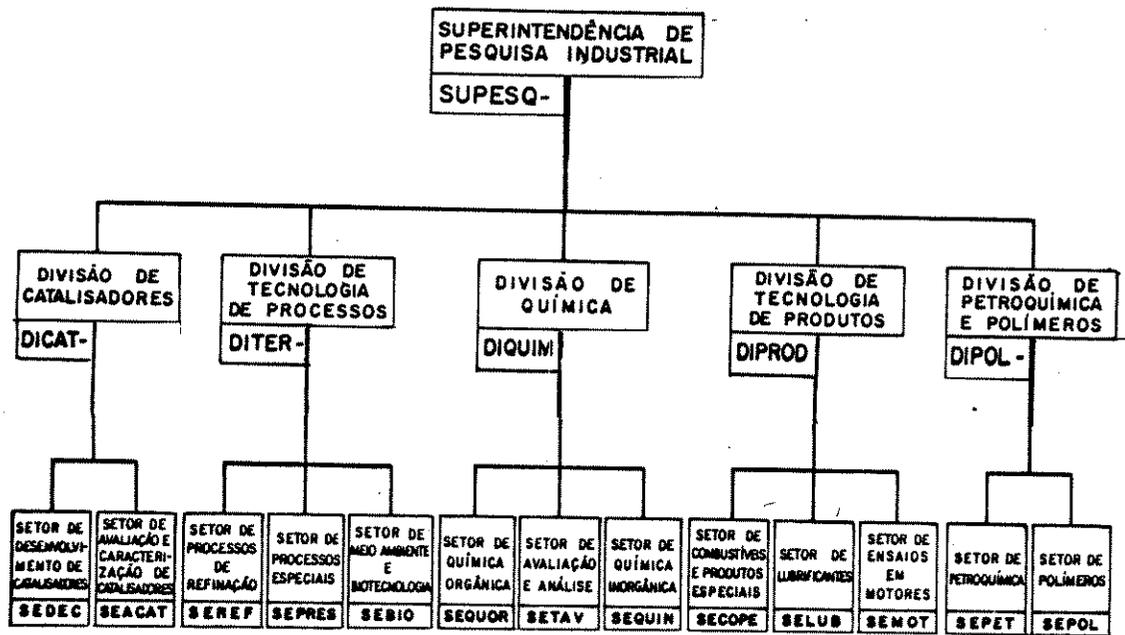
ORGANOGRAMA BÁSICO

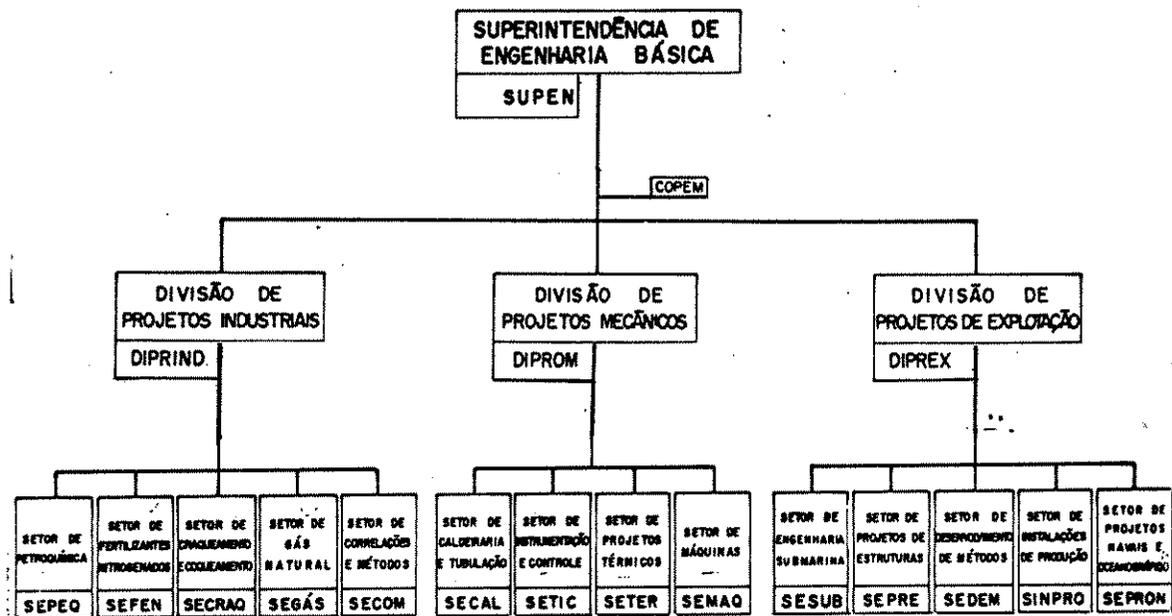


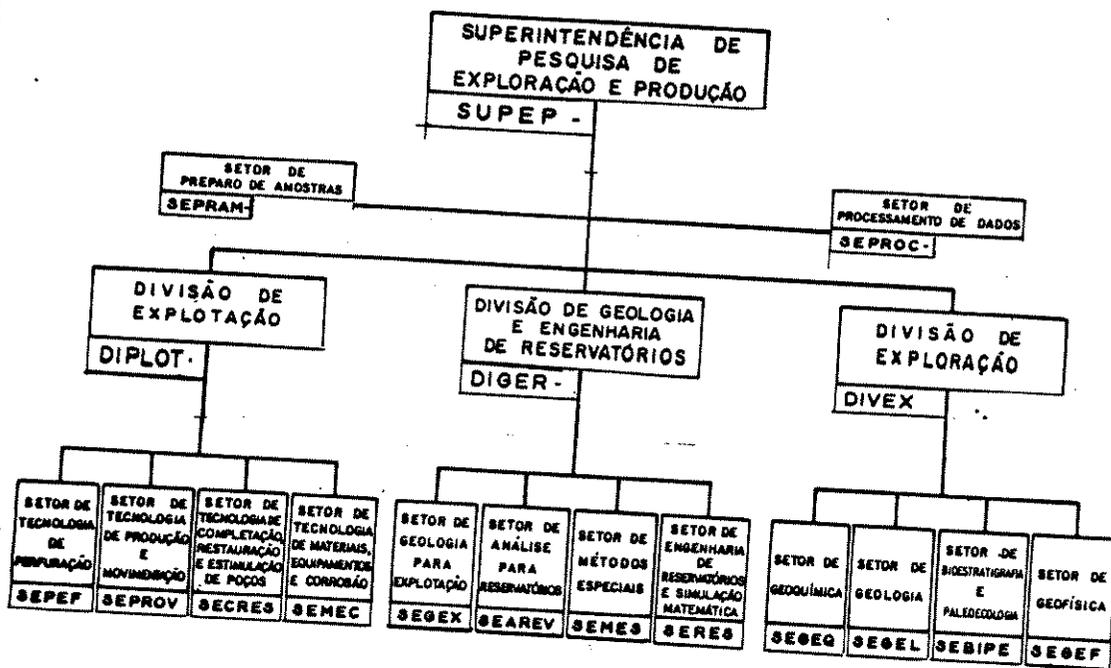
CENPES

ESQUEMA ORGANIZACIONAL









QUADRO 1 - CAPACITAÇÃO TÉCNICA NA ÁREA INDUSTRIAL

CAPACITAÇÃO TÉCNICA - caracterização, fabricação e avaliação de catalisadores; estudos sobre processos de refinação de óleo de xisto, de hidrogenação, de reformação e craqueamento. Análise sobre fontes alternativas de energia (álcool a partir de amiláceos, carvão e biomassa), processamento de lubrificantes e parafinas.

ASSISTÊNCIA TÉCNICA - Estudos sobre GLP por reformação, redução do inventário do catalisador e modificação do procedimento de partida em reformação, craqueamento catalítico do gasóleo, percolação de lubrificantes e parafinas. Assessoria na instalação de sistemas de aquisição de dados em unidades industriais e na operação de Usinas de álcool, levantamento de informações para projeto de unidades de desoleificação, no processamento de lubrificantes e parafinas, na avaliação de gaseificadores de biomassa, sobre reatores de arraste para pirólise de finos de xisto, croqueamento de dissulfetos, levantamento de dados para elaboração de projeto de unidade industrial de coqueamento retardado; consulta de desasfaltação e mistura de catalisador/óleo-católeo, avaliações em panos para filtros nacionais. Consulta em processamento de lubrificantes e parafinas, na avaliação de gaseificadores de biomassa, sobre reatores de arraste para pirólise de finos de xisto, croqueamento de dissulfetos, em catalisadores de craqueamento para os processos de refinação, na regeneração e troca de catalisadores de reformação e hidrotratamento nas unidades das refinarias, assessoria na implantação de unidades industriais de desparafinação, na utilização de biomassa para produção de CO₂ (processo de recuperação do petróleo, sobre gaseificadores de biomassa; unidades de tratamento com di-etanol-amina(DEA)); estudos de petróleos para produção de lubrificantes.

ADAPTAÇÃO DE PROCESSOS - Produção de hidrocarbonetos aromáticos por reformação catalítica, aumento da produção de GLP através do craqueamento catalítico. Dessulfurização por extração, estudos sobre produção de coques especiais, utilização de adsorventes nacionais, estudos para produção de óleo isolante de transformador de baixa voltagem, catalisadores nacionais para recuperação do enxofre, aumento da produção de eteno em craqueamento, coalescência de diesel (novos materiais nacionais). Seleção de catalisador para craqueamento de resíduos, hidrotratamento de gasóleo para craqueamento, sulfetação de catalisadores de reformação.

DESENVOLVIMENTO DE PROCESSOS - Gaseificação e pirólise de finos de xisto; tratamento de gases e destilados leves (novos catalisadores); produção de hidrogênio (utilizando gás de pirólise de xisto) e óleo isolante (aplicado aos transformadores de alta voltagem); sistema de aquisição de dados para geoquímica; hidrotratamento de n-parafinas; utilização de misturas óleo/carvão em caldeiras de pequeno porte; gaseificação de metanol; processos para hidrotratamento de hexano comercial, para obtenção de eteno a partir do álcool e processo contínuo de produção de álcool de amiláceos.

FONTE: Elaboração própria a partir do artigo LEITAO (1984).

QUADRO 2 - CAPACITAÇÃO EM ENGENHARIA BÁSICA NA ÁREA INDUSTRIAL

REFINAÇÃO DE PETRÓLEO—Destilação atmosférica e a vácuo; craqueamento catalítico fluido de gasóleos e cargas pesadas; coqueamento retardado de resíduos; estabilização e desbutanização de naftas; fracionamento para produção de solventes alifáticos; sistemas de compressão e recuperação de gases; tratamento cáustico de destilados; adoçamento de naftas e querosenes de destilação e naftas de craqueamento por tratamento cáustico regenerativo; remoção de mercaptans de gás liquefeito por tratamento cáustico regenerativo; tratamento de gás natural para remoção de compostos sulfurados e água; geração de hidrogênio por reformação a vapor de naftas ou gás natural; desaromatização para produção de lubrificantes (fenol e furfural); hidrotreamento e hidrodessulfurização de solventes, naftas, querosene e óleo diesel de destilação atmosférica; hidrotreamento de lubrificantes e parafinas; auto-hidrogenação de gases olefínicos (gás residual de FCC); desparafinação e desoleificação para produção de lubrificantes e parafinas (MEK - tolueno); sistemas de segurança, alívio e queima de gases; dessalgação eletrostática de petróleo; fornos de processo; produção de enxofre pelo processo de Claus adaptado. Processamento de gás natural para recuperação de gasolina, etano e GLP pelos processos de absorção, refrigeração e turboexpansão, separação descondensado dos gasodutos, tratamento de condensado do gás natural; remoção de CO₂ do gás natural.

PETROQUÍMICA - Pirólise de hidrocarbonetos para produção de olefinas e aromáticos, hidrodealcoilação de aromáticos, hidrodealcoilação de aromáticos, recuperação de etano e etileno de gás residual de unidades de craqueamento fluido (FCC); produção de resina SAN (estireno-acrilonitrila) e PBLH (Polibutadieno líquido hidroxilado).

FERTILIZANTES - Produção da amônia a partir de gás natural; nafta e gás residual de refinarias de petróleo; produção de ácido nítrico diluído; redução catalítica de óxidos de nitrogênio; produção de uréia.

FONTES ALTERNATIVAS—Refinação de óleo de xisto; produção de eteno (a partir do metanol), de álcool (utilizando cana de açúcar e mandioca), de biogás (empregando vinhoto) e gás combustível (através da gaseificação de biomassas).

FONTE: Elaboração própria a partir do artigo de PORTINHO, 1984.

QUADRO-3 CAPACITAÇÃO TÉCNICA EM ENGENHARIA BÁSICA NA EXPLOTAÇÃO

Projetos estruturais de plataformas fixas e flutuantes

Projetos das facilidades de produção em terra e mar (instalações para tratamento, movimentação de óleo e gás, sistemas auxiliares e de utilidades.

Projetos de fundeio, risers e dutos submarinos

Projetos de equipamentos submarinos - template/manifold, árvores de natal, dos sistemas de controle dos equipamentos submarinos.

Estudos sobre a estática e dinâmica das instalações, sobre o transporte de fluidos, análises de fadiga estrutural, estudos geotécnicos, projetos das fundações e de sistemas de proteção catódica, dos procedimentos de instalação de sistemas de produção marítimos e de equipamentos

FONTE: Elaboração própria a partir do Petrobrás - Relatório de Atividades 1989.

QUADRO - 4 CAPACITAÇÃO TÉCNICA EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

EXPLORAÇÃO - Interpretação tecnômica de bacias sedimentares e áreas de embasamento adjacentes à margem equatorial brasileira; estudos de simulação geodinâmica na modelagem dos esforços crustais para analisar a evolução das bacias do país; estudos de geotermia; estudos do potencial gerador original das rochas-matrizes, estudos de bioestratigrafia e paleontologia; técnicas analíticas de pirólise-cromatografia e biomarcadores aromáticos para estudos sobre geração/migração de óleos e identificação da rocha-geradora.

PRODUÇÃO - Estudos sobre a viabilidade técnica de ROV's; programas computacionais para análise da proteção catódica em estruturas marítimas, sistemas de supervisão para operações de perfuração, simulador para previsão de hidratos, desenvolvimento de fluidos de perfuração e completação, programa computacional para estudos de recuperação terciária utilizando injeção de alcalinos e combustão *in situ*, desenvolvimento de simulador que permite avaliar a capacidade de inflamabilidade de mistura de gases.

FONTE: Elaboração própria a partir dos Relatórios da Petrobrás, 1986-90.

QUADRO 5 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO DEPRO

ÁREAS DE APLICAÇÃO	ÓRGÃO - DEPRO
ESTUDOS - Redução do peso das tubulações e conexões das instalações marítimas, <i>manifolds</i> atmosféricos, <i>swivel</i> , lançamento de dutos, identificação de pontos críticos nas operações de perfuração <i>offshore</i> , avaliação de desempenho de <i>risers</i> flexíveis utilizados na produção, utilização de embarcação empregando posicionamento dinâmico (DP) para produção.	
TESTES - Conectores elétricos de alta confiabilidade e equipamentos de estereovisão instalados em Veículo de Controle Remoto (VOR's).	
PROGRAMAS COMPUTACIONAIS - análise de tensões no lançamento e instalação de linhas flexíveis.	
PROJETO CONCEITUAL- Plataforma semi-submersível empregando conceito de completação seca.	
PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO - Válvulas de segurança e do sistema de controle eletrohidráulico multiplexado aplicado às instalações marinhas (principalmente em árvore de natal e <i>template-manifold</i>)	
ROBÓTICA - Especificações da ferramenta de operação remota -ROT (ROT's).	

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da companhia, 1992.

QUADRO 6 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO SEGEN

ÁREAS DE APLICAÇÃO	ÓRGÃO - SEGEN
ESTUDOS - controle de qualidade em aços para construção de plataformas semi-submersíveis, cravação de estacas, otimização de estruturas metálicas <i>offshore</i> .	
GEOLOGIA - aquisição de dados oceanográficos, realização de mapeamento sísmico, sonográfico e batimétrico de detalhe nos campos de Albacora e Marlin.	
TESTES - Avaliação de métodos de instalação de linhas rígidas.	

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da companhia, 1992.

QUADRO 7 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO DEPER

ÁREAS DE APLICAÇÃO	ÓRGÃO - DEPER
PROJETO BÁSICO - <i>Template-manifold</i> Octos-1000 para realizar operações de perfuração, completação e coleta da produção de óleo.	
ESTUDOS - Adequação/Modificações necessárias para posicionar operar sonda semi-submersível que atua em 360 para 1000 metros de lâmina d'água.	
LABORATÓRIO - Instalação do centro hiperbárico de testes de monitoramento e soldagem marítima.	

FONTE: Elaboração própria a partir de documentos da empresa, 1992.

QUADRO 8 - PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO SERMAT

ÁREAS DE APLICAÇÃO	ÓRGÃO - SERMAT
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS - Análise de produtos existentes no mercado para fabricação de amarração e acessórios, espuma sintética, linhas flexíveis, válvulas submarinas, separadores de água descarte (hidrociclone).	

FONTE: Elaboração própria a partir de documentos da empresa, 1992.

QUADRO 9 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO CENPES

ÁREAS DE APLICAÇÃO	ÓRGÃO - CENPES
PROJETO CONCEITUAL - Torres complacentes, TLP, risers rígidos, <i>template-manifold</i> , sistema submarino de separação e transferência de petróleo.	
PROJETO BÁSICO - Linhas de amarração, <i>template-manifolds</i> , plataforma semi-submersível de produção (vitória Régia), <i>risers</i> rígidos, árvore de natal molhada.	
MODELAGEM MATEMÁTICA - Definição de estruturas fixas e <i>risers</i> , previsão de asfaltenos em reservatórios.	
ESTUDOS - As características dos óleos de Albacora e Marlim, estereofogrametria para auxiliar a inspeção/manutenção, definição das dimensões do tanque de provas, perfurações horizontais, avaliação de risers rígidos, TLP's, torre complacentes, semi-submersíveis.	
ANÁLISES - Elementos flutuadores acopláveis nas linhas do sistema de ancoragem, de técnicas e fluídos de perfuração para redução do dano à formação nos reservatórios, medidores multifásicos.	
TESTES - Testes em âncoras, análise da corrosão sob tensão/fadiga em jaquetas, soldagens de juntas, proteção anticorrosiva, avaliar revestimentos e ensaios em cabos de aço para amarração.	
PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DE SIMULAÇÃO - Definição de sistemas de ancoragem, auxiliar a inspeção/manutenção submarina, avaliar a probabilidade de colapso de dutos submarinos, investigação do comportamento não-linear do solo e seus impactos nas fundações/estacas, capacidade de formação de hidratos, avaliação dos gradientes de pressão/temperatura nos dutos multifásicos, sistemas de monobóias para embarcações, controle da injeção de gás <i>lift</i> e de fluídos no poço durante o controle de fluxo de gás nos reservatórios, aplicação do sistema de posicionamento dinâmico (DP), do comportamento das TLP's.	
PROJETO DE DESENVOLVIMENTO - Aditivos (redução da viscosidade e da formação de emulsões e borras) e antiespumantes para os óleos de Albacora e Marlim, sensores utilizando fibras e transcondutor ótico de pressão, técnicas de telemetria acústica aplicada ao posicionamento de unidades de perfuração,	
TRATAMENTO - Dados meteorológicos de Albacora com o objetivo de subsidiar projetos básicos de plataformas de produção.	
ROBÓTICA - Manutenção das instalações <i>offshore</i> .	

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da companhia, 1992.

QUADRO 10 PRINCIPAIS INSTITUIÇÕES C&T PARTICIPANTES DOS PROJETOS DO PROCAP

NACIONAIS	INTERNACIONAIS
COPPE	(EUA)
USP	SOUTHERN CALIFORNIA UNIVERSITY
PUC/RJ	PITTSBURG UNIVERSITY
UNICAMP	UNIVERSITY OF TEXAS
FBTS	UNIVERSITY OF TULSA
IPqM	CORELAB
	M.I.T.
CEPEL	UNIVERSITY OF READING (INGLATERRA)
INT	NGI (NORUEGA)
IPT	SINTEFI (NORUEGA)
UERJ	I.R.O. (HOLANDA)
UFF	INTEVEP (VENEZUELA)
UFRGS	IFP (FRANÇA)
UFSCAR	GKSS (ALEMANHA)

FONTE: Elaboração própria a partir de documentos da Petrobrás, 1992.

QUADRO 11 - COMPANHIAS PETROLEIRAS E FIRMAS CLASSIFICADORAS QUE PARTICIPARAM NO DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS PROCAP

COMPANHIAS DE PETRÓLEO (OPERADORAS)	FIRMAS CLASSIFICADORAS
EUA	NOBLE DENTON (INGLATERRA)
SHELL	AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (EUA)
NORUEGA	NORUEGA
UGLAND	VERITEC
SMEDVIG	DET NORSKE VERITAS

FONTE: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela empresa, 1992.

QUADRO 12 - EMPRESAS DE ENGENHARIA CONTRATADAS NO PROCAP

NACIONAIS	ESTRANGEIRAS
DUCTOR	(EUA)
A. ARAÚJO	CAMERON
GEOPETRO	IMODCO
HYDRATEC	HUDSON ENGINEERING CO.
DnV BRASIL	MARINE CONTRATOR SERV. INC.
GEOMECANICA	MAURER ENGINEERING INC.
PLANAVE	Mc. DERMOTT
GEOMAP	MCS
JAKO POYRY	OMEGA
KORKO	PAUL MUNROE
Mc DERMOTT	PMB
	SEAFLO
	REINO UNIDO
MENCK	BOET
MONTREAL	UNDERWATER ENG. GR.
NORBERTO ODEBRECHT	ZENTECH
NUCLEN	WEIR PUMPS
	FRANÇA
RACIANA	C.G. DORIS
SONDOTÉCNICA	ETPM/SOFRESID/GMH
	CANADÁ
STENA MARÍTIMA	CMG
THEMAG	CANOCEAN
	NORUEGA/BRASIL ⁽¹⁾
ULTRATEC	BRASNOR
MASA VECTO	NORUEGA
GGG	FARMAND SURVEY
	MÔNACO
	SBM
	EUA/SUÉCIA
	FLUOR/GVA

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da empresa, 1992.
 (1) Subsidiária da BRASPETRO na Noruega.

QUADRO 13 - INDÚSTRIAS ENVOLVIDAS NO DESENVOLVIMENTO DO PROCAP

NACIONAIS	ESTRANGEIRAS
CONSUB BRASFLEX CBV ENGEMAQ VILLARES	(EUA) CAMCO DUNLOP DU PONT WELLSTREAM VECTO GRAY
CONFORJA/EQUIPETROL PIRELLI MONOCEAN NUCLEP COMPOSITE COSIPA USIMINAS CBC BRITANITE ALTONA BRASCORDAS CIBA GEYGI DO BRASIL COBAFI CONAGE DATATEC DOW QUÍMICA EMBRAOS EQUIPETROL FICAP FLUXOMETAL GP-ISOLAMENTO MECÂNICO HUGHES IMS MARES LINCOLN/BRASOLDAS MULTITRON NATEC NORSUL NOVATRAÇÃO PIGON RENAUI SIST.CONTR. SOLDAS SODEPRO USIMEC WHITE MARTINS MASA VECTO	COFLEXIP (FRANÇA) FURUKAWA (JAPÃO) PAG-O-FLEX (ALEMANHA) SEATEX (NORUEGA) TAURUS (HUNGRIA) PIRELLI (ITÁLIA)

FONTE:Elaboração própria a partir dos documentos da companhia,1992.

QUADRO 14 - RELAÇÃO DOS PROJETOS MULTICLIENTES RELACIONADOS AOS
 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO CENPES FIRMADO
 COM INSTITUIÇÕES DE C&T E EMPRESAS DE EMPRESAS
 DE ENGENHARIA NOS EUA

INSTITUIÇÕES DE C&T OU EMPRESAS DE ENGENHARIA	CONHECIMENTO ENVOLVIDO
OMEGA MARINE	SISTEMAS ANCORAGEM
COLORADO SCHOOL OF MINAS	ESTUDOS P/ INIBIÇÃO HIDRATOS DE GÁS NA PERFURAÇÃO
MAURER ENG.	PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO EM POÇOS HORIZONTAIS
PMB ENG.	TORRE COMPLACENTE E TLP DE CONCRETO
HUDSON ENG.	PLATAFORMA FIXA E TORRE FIXA
AMOCO/UCLA	CONFIABILIDADE DE ESTRUTURAS
SHELL	RISERS E LINHAS RÍGIDAS
MER ENG.	CONFIABILIDADE DE INSTALAÇÕES
UNIV. OF TEXAS	TECNOLOGIA DE MATERIAIS P/ DUTOS ESTUDOS SOBRE COMPLETAÇÃO RESTAURAÇÃO E ESTIMULAÇÃO DE POÇOS
MIT	CÁLCULOS DE ESFORÇOS EM ESTRUTURAS
MARATHON OIL	CONTROLE DA PRODUÇÃO DE AREIA EM POÇOS DIRECIONAIS
ITS	SISTEMA DE SOLDAGEM

FONTE:Elaboração própria a partir dos fornecidos pelo SECOMT/CENPES, 1992.

QUADRO 15 RELAÇÃO DOS PROJETOS MULTICLIENTES RELACIONADOS AOS
 PROJETOS PROCAP COORDENADOS PELO CENPES - COM
 INSTITUIÇÕES DE C&T E EMPRESAS DE EMPRESAS DE
 ENGENHARIA EUROPÉIAS

INSTITUIÇÃO DE C&T OU EMPRESA DE ENGENHARIA	APLICAÇÃO DO CONHECIMENTO
INGLATERRA	
NOBLE DENTON	CRITÉRIO P/ PROJETO DE SISTEMAS DE AMARRAÇÃO
UNDERWATER ENG. GROUP	ESTUDOS SOBRE INSPEÇÃO EM INSTALAÇÕES OFFSHORE
WELDING INSTITUTE	CORROSÃO E FADIGA EM AÇOS DE ALTA RESISTÊNCIA
UNIV. OF REEDING	MATERIAIS LEVES P/ INSTALAÇÕES OFFSHORE
MAY LTD.	ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA
BAKER JARDINE	SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA
FRANÇA	
CG-DORIS ETMP/EMH/SOFRESID	TORRE COMPLACENTE (GAMMA TOWER) TORRE COMPLACENTE (ROSEAU TOWER)
ESCÓCIA	
WEIR PUMPS	SISTEMA DE BOMBEIO MULTIFÁSICO
NORUEGA	
DNV	FLEXIBILIDADE DE OLEODUTOS E RISERS
HOLANDA	
IRO	SISTEMAS DE POSICIONAMENTO DINÂMICO DE SEMI-SUBMERSÍVEIS

FONTE: Elaboração própria a partir dos documentos da empresa, 1992

QUADRO 16 - PRINCIPAIS PATENTES GERADAS PELOS PROJETOS PROCAP

SISTEMAS DE PRODUÇÃO

Plataforma semi-submersível para produção (plataforma Vitória Régia)
Plataforma semi-submersível utilizando completação seca
Sistema de bombeamento e separação multifásica

AMARRAÇÃO

Construção e instalação do sistema de ancoragem
Métodos e dispositivos de instalação de âncoras
Elementos tubulares utilizados linhas de amarração

MANIFOLD/TEMPLATE

Equipamento Empregado para conduzir operações de perfuração e completação em águas profundas
Sistema de produção de poços submarinos de óleo
Sistema de proteção catódica para equipamentos submarinos no mar
Ferramenta para conexões verticais submarinas
Sistema de conexão submarina
Sistema de controle de fluxo (eletrohidráulico multiplexado) utilizado em template/manifold

ÁRVORE DE NATAL MOLHADA

Sistema assentamento para equipamento submarino
Projeto de Árvore natal molhada
Módulo de árvore de natal satélite e estrutura de linhas de fluxo para plataforma semi-submersíveis para produção

VEÍCULO DE OPERAÇÃO REMOTA (VOR's)

Motor elétrico submersível para propulsão de veículos aquáticos
Cabo ótico de interconexão
Sistema ótico de transmissão para veículo submarino
Feixe de ondas auxiliares para telepresença
Sistema de posicionamento automático de câmaras de TV
Sistema submarino de encapsulamento de manômetro e termômetro

GERAIS

Sistemas de compensação/tensionamento por grupos de tubos ascendentes (utilizado na plataforma semi-submersível empregando completação seca)
Sensor ótico de pressão (para leitura da pressão de poços submarinos)
Sistema para medição contínua de vazão (para escoamento do fluxo do poço)

LINHAS

Sistema de intervenção, expansão e reparos de linhas operado por VOR's
Unidade flutuadores para linhas flexíveis e seu processo de montagem
Sistema de captação de água a grandes profundidades
Equipamento a ser instalado junto a um poço para interligação de linhas

NTE: Elaboração própria a partir dos dados fornecidos pela empresa, 1993.

PROCAP - LISTA DOS PROJETOS

1 - AMARRAÇÃO

- AMA-01 CRITÉRIOS DE PROJETO PARA SISTEMAS DE AMARRAÇÃO**
OBJETIVO: Desenvolvimento de critérios de projeto para cálculo de sistemas de ancoragem para produção e perfuração nos casos de sobrevivência, operação e avaria.
- AMA-02 DESENVOLVIMENTO DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA CÁLCULO DE SISTEMAS DE AMARRAÇÃO**
OBJETIVO: Desenvolver programas de computador para a execução de análises estática e dinâmica, não lineares, determinísticas e aleatórias no domínio da frequência e do tempo (simulações), incluindo considerações de falha e fadiga.
- AMA-03 ANÁLISE DO COMPORTAMENTO E VIDA À FADIGA DE CABOS DE ANCORAGEM**
OBJETIVO: Conhecer o desenvolvimento estático e à fadiga de cabos de aço e correntes.
- AMA-05 AMARRAS E ACESSÓRIOS**
OBJETIVO: Desenvolver, junto à Indústria Nacional, amarras e acessórios adequados às condições de trabalho em águas profundas.
- AMA-06 GUINCHOS E SISTEMAS RELACIONADOS COM LINHAS DE AMARRAÇÃO**
OBJETIVO: Conhecer as concepções disponíveis no mercado como guinchos de alta potência, guinchos múltiplos, guinchos de tensão constante, macacos, etc.. Conhecer detalhes do funcionamento e tipos de acionamento, de maneira a capacitar-nos a especificar adequadamente esses equipamentos.
- AMA-07 ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS EM CABOS DE AÇO**
OBJETIVO: Realizar um estudo sobre os princípios de funcionamento do equipamento utilizado para inspeção de cabos de aço através do método do campo de fuga, analisando a capacidade do mesmo na detecção e identificação de defeitos e estabelecer uma metodologia para inspeção sistemática de cabos de aço na PETROBRÁS.
- AMA-08 AVALIAÇÃO DA PERFORMANCE DOS DIFERENTES TIPOS DE ÂNCORA DE ALTO PODER DE GARRA**
OBJETIVO: Levantar critérios para seleção de âncoras e planejar as curvas de teste para avaliação da performance dos diversos tipos de âncora.
- AMA-09 SISTEMAS HÍBRIDOS DE AMARRAÇÃO**
OBJETIVO: Tendo em vista os custos dos sistemas convencionais de amarração para grandes lâminas d'água serão estudadas alternativas (estacas, bóias e outros materiais para cabos) que possam propiciar menores custos com a necessária eficiência.

2 - ÁRVORE DE NATAL MOLHADA

- ANM-01 ÁRVORE DE NATAL MOLHADA PARA ÁGUAS PROFUNDAS**
OBJETIVO: Desenvolvimento de Árvore de Natal Molhada adequada para instalação e operação em águas profundas.
- ANM-03 BLOCO FUNDIDO PARA ÁRVORE DE NATAL MOLHADA**
OBJETIVO: Avaliar e desenvolver a concepção de utilização de bloco fundido visando a redução do custo total de uma Árvore de Natal Molhada. Gerar especificações de materiais e procedimentos de inspeção a serem usados na fabricação de A.N.M. com bloco de aço fundido e auxiliar a capacitação da indústria nacional através da realização de ensaios especiais.

3 - CASCO (SEMI-SUBMERSIVEL)

- CAS-03 CONTROLE DE QUALIDADE EM CONSTRUÇÃO E MONTAGEM DE ESTALEIROS**
OBJETIVO: Estabelecer normas e/ou recomendações referentes aos requisitos para controle de qualidade de soldagem e inspeção de plataformas semi-submersíveis.

4 - ESTRUTURA

- EST-01 CRITÉRIOS DE PROJETO DE ESTRUTURAS FIXAS PARA AS FASES DE INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO**
OBJETIVO: Desenvolver critérios de projeto para as fases de instalação e operação, incluindo-se a identificação de necessidades de programas computacionais específicos e teste dos existentes, no sentido de viabilizar a consecução de um projeto básico completo de uma jaqueta para águas profundas na Costa Brasileira.
- EST-02 DESENVOLVIMENTO DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA CÁLCULO DE ESTRUTURAS FIXAS PARA AS FASES DE INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO**
OBJETIVO: Desenvolvimento de programas de computador para análise das fases de instalação e operação.
- EST-03 SOLDABILIDADE DE JUNTAS DE GRANDE ESPESSURA**
OBJETIVO: Avaliar os problemas relacionados com a soldagem de aço estrutural C-Mn de grande espessura (50-150mm), principalmente a tenacidade à fratura da zona afetada pelo calor. Avaliar a aplicação e tentar desenvolver, no país, tecnologia adequada para soldagem com os processos "narrow-gap" e eletrodo tubular. Estudar a adição de pó metálico ao arco submerso visando o aumento da produtividade do processo.
- EST-04 ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA LIGAÇÃO LUVA-ESTACAS**
OBJETIVO: Investigar a utilização de sistema de fixação luva-estaca por deformação da estaca.
- EST-05 REDUÇÃO DO CUSTO DE ESTRUTURAS METÁLICAS MARÍTIMAS**
OBJETIVO: Redução do custo de fabricação e montagem de estruturas de plataformas fixas, de montadoras nacionais nos seus fornecimentos à PETROBRÁS.
- EST-06 MONITORAÇÃO DE VIBRAÇÕES EM PLATAFORMAS FIXAS**
OBJETIVO: Determinação do dano acumulado à fadiga e parâmetros estruturais, tais como razões de amortecimento, ao longo da vida operacional de estrutura existente (PGP-1) para aperfeiçoamento dos métodos de projeto. Desenvolvimento da técnica de detecção de falhas estruturais.
- EST-07 MONITORAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO CATÓDICA EM PLATAFORMAS FIXAS**
OBJETIVO: Testar a tecnologia atual, aplicável em águas rasas, e avaliar sua aplicabilidade para águas profundas.
- EST-08 UTILIZAÇÃO DE ACOS DE ALTA RESISTÊNCIA, DO TIPO TEMPERADO E REVENIDO, EM ESTRUTURAS MARÍTIMAS**
OBJETIVO: Estudar problemas relativos ao comportamento em serviço e fabricação de estruturas com aços de alta resistência (escoamento 410MPa) do tipo temperado e revenido, tais como: soldabilidade, tenacidade (material de base e juntas soldadas), corrosão sob tensão e corrosão à fadiga em água do mar. Com a utilização destes tipos de aço objetiva-se a redução de peso das estruturas.

EST-09	UTILIZAÇÃO DE PLATAFORMAS FLUTUANTES DE CONCRETO PARA PRODUÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS		OBJETIVO: Aferição dos programas de computador atualmente utilizados no projeto de estruturas flutuantes amarradas.
	OBJETIVO: Estudar a viabilidade técnico-econômica da utilização de plataformas semi-submersíveis e TLP de concreto na produção de petróleo em águas profundas, considerando o avançado desenvolvimento tecnológico existente no país em projeto e construção de estruturas de concreto armado e protendido.	GER-09	PROJETO DE UNIDADE FLUTUANTE SEMI-SUBMERSÍVEL
			OBJETIVO: Consolidação dos conhecimentos em projeto de semi-submersíveis, através de um programa de transferência de tecnologia junto à GVA (Suécia).
5 - FACILIDADES DE PRODUÇÃO		GER-11	CONSTRUÇÃO DE CENTRO HIPERBÁRICO: DESENVOLVIMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS PARA ÁGUAS PROFUNDAS
FAC-01	CRITÉRIOS DE PROJETO E MATERIAIS ALTERNATIVOS PARA REDUÇÃO DE PESO PARA UTILIZAÇÃO EM VASOS DE PRESSÃO		OBJETIVO: Acompanhamento da construção do Centro Hiperbárico na Ilha de Mocanguê (Base de Submarinos da Marinha), visando, principalmente, permitir a realização de testes em materiais e equipamentos a serem desenvolvidos para águas profundas.
	OBJETIVO: Reduzir a carga de convés de plataformas através da: utilização de normas e códigos alternativos (ASME Sec.VIII, div.2 e AD Merkblatter) que sejam menos conservadores; utilização de materiais alternativos (metálicos e não metálicos) para fabricação de vasos de pressão.	GER-13	PROTEÇÃO ANTICORROSIVA - AVALIAÇÃO DE MATERIAIS E SISTEMAS
FAC-06	AUMENTO DA EFICIÊNCIA OPERACIONAL DE SEPARADOR TRIFÁSICO		OBJETIVO: Avaliar o desempenho de materiais e de sistemas de proteção anticorrosiva a grandes profundidades, correlacionando os dados obtidos com os parâmetros ambientais determinados "in situ".
	OBJETIVO: Projetar e testar separadores trifásicos com maior eficiência e de menores peso/volume e seus internos. Determinar o grau de efetividade das técnicas radioativas no monitoramento do tempo de residência das fases e da espessura das interfaces firmadas.	GER-16	PRÉ-QUALIFICAÇÃO DE PROCEDIMENTOS DE SOLDAGEM HIPERBÁRICA
FAC-07	CRITÉRIOS DE PROJETO E MATERIAIS ALTERNATIVOS PARA REDUÇÃO DE PESO PARA UTILIZAÇÃO EM TUBULAÇÕES		OBJETIVO: Desenvolver a tecnologia de soldagem hiperbárica para o atendimento das situações de reparo e montagem submarinas, em profundidades de até 1000m, através da pré-qualificação de procedimentos de soldagem em simuladores hiperbáricos.
	OBJETIVO: Reduzir a carga de convés de plataformas através da utilização de normas e códigos alternativos que sejam menos conservadores. Utilização de materiais alternativos (metálicos e não metálicos) para fabricação de tubulações.	GER-18	DESENVOLVIMENTO DE MATERIAIS ESPECIAIS PARA FLUTUAÇÃO
FAC-08	ADEQUAÇÃO DO MERCADO SUPRIDOR PARA SEPARADORES DE ÓLEO E ÁGUA, DE PESO E VOLUME REDUZIDO		OBJETIVO: Desenvolver materiais especiais para construção de elementos de flutuação, aplicáveis a diversos componentes de sistemas de exploração, tais como: amarras, "risers", veículos submarinos, lançamento de linhas rígidas, etc..
	OBJETIVO: Adequar o mercado supridor da PETROBRÁS para fornecimento de separadores de óleo e água, com pesos e volumes reduzidos em relação aos sistemas convencionais, visando diminuir custos estruturais nas plataformas para exploração em águas profundas.	GER-19	MÉTODO DE INSTALAÇÃO DE "RISERS" PARA PRODUÇÃO E LINHAS SUBMARINAS RÍGIDAS EM ÁGUAS PROFUNDAS
6 - GERAIS			OBJETIVO: Desenvolvimento de métodos de instalação dos componentes de "risers" de produção e linhas submarinas rígidas para águas profundas.
GER-01	AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS OCEANOGRÁFICOS E METEOROLÓGICOS	GER-23	COLAPSO DE TUBULAÇÕES SUBMARINAS
	OBJETIVO: Obter capacitação para coleta e tratamento de dados meteo-oceanográficos em águas profundas.		OBJETIVO: Estabelecimento de critério para o dimensionamento de tubulações submarinas.
GER-02	AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS GEOFÍSICOS	GER-24	AVALIAÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DE SISTEMAS DE POSICIONAMENTO DINÂMICO PARA EMBARCAÇÕES OFFSHORE
	OBJETIVO: Programar, coletar e tratar os dados geofísicos em regiões de águas profundas.		OBJETIVO: Prover capacitação tecnológica para dimensionamento e avaliação de sistemas de posicionamento dinâmico para plataformas e navios. Desenvolver um método-programa que permita, na fase de projeto preliminar, estimar as características de um sistema de posicionamento dinâmico que atenda determinados requisitos. Avaliar o sistema de controle do conjunto motolimpelidor.
GER-03	LEVANTAMENTO DAS PROPRIEDADES DOS ÓLEOS DE ALBACORA E MARLIM	GER-25	AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS GEOTÉCNICOS
	OBJETIVO: Caracterizar as propriedades dos óleos de Albacora e Marlim.		OBJETIVO: Programar, coletar e tratar dados geotécnicos em regiões de águas profundas.
GER-06	INTEGRAÇÃO ENTRE PROJETO, INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO SUBMARINA	GER-26	PROJETO DE SEMI-SUBMERSÍVEL ESPECÍFICO PARA PRODUÇÃO
	OBJETIVO: Estabelecer recomendações para os procedimentos de projeto de Sistemas de Exploração, de maneira que facilitem as atividades de inspeção e manutenção submarinas, durante todo o ciclo de vida dos equipamentos.		OBJETIVO: Elaborar um projeto conceitual de uma plataforma semi-submersível de produção para uso em águas profundas.
GER-07	AVALIAÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM TANQUE DE PROVAS BIDIMENSIONAL PARA ENSAIO DE MODELOS REDUZIDOS	GER-27	APERFEIÇOAMENTO DE EQUIPAMENTO PARA ENSAIO "IN SITU" DE CP"
	OBJETIVO: Avaliar a viabilidade de implementação no país, de um tanque de provas que possa simular adequadamente as condições reais de mar, para ensaios de modelos de unidades e componentes.		OBJETIVO: Desenvolver, nacionalizar e produzir equipamento e técnicas para realização de ensaios de cone penetrometria em águas profundas.
GER-08	MONITORAÇÃO EM ESCALA REAL DE MOVIMENTOS DE UNIDADES FLUTUANTES E TENSÕES NAS LINHAS DE AMARRAÇÃO		

- GER-28** **TRATAMENTO DE PETRÓLEOS BIODEGRADADOS POR INJEÇÃO DE DESEMULSIFICANTES NO POÇO**
OBJETIVO: Estudar a possibilidade de adicionar os desemulsificantes no fundo ou na cabeça do poço, de forma que o produto químico possa competir com os constituintes polares dos petróleos, no momento em que se formam as emulsões, a fim de inibi-las ou torná-las menos estáveis.
- GER-29** **PROTEÇÃO ANTICORROSIVA PARA EQUIPAMENTOS SUBMERSOS EM ÁGUA DO MAR**
OBJETIVO: Avaliar a disponibilidade de produtos químicos que possam ser utilizados como preventores de emulsões e borras para o caso de Albacora e Marlim. Adequar e/ou desenvolver aditivos, levando em consideração a elevada salinidade dos fluidos de completação e o teor de ácido nos fluidos de estimulação.
- GER-30** **CONCEPÇÕES NÃO CONVENCIONAIS PARA FUNDAÇÕES E ESTACAS PARA ANCORAGEM**
OBJETIVO: Estudo de fundações diversas (processos e equipamentos de instalação) que possam ser aplicados em águas profundas, tais como, estacas escavadas e injetadas, poita mista, pré-tensionadas por gravidade, saca-rolha, etc..
- GER-31** **POSICIONAMENTO DE SEMI-PETROBRÁS EM LÂMINA D'ÁGUA DE 1000m**
OBJETIVO: Estudar as modificações necessárias, assim como o custo envolvido, para posicionar e operar (perfuração e completação) uma sonda semi-submersível francesa (PETROBRÁS XIII, XIV, XVI e XVII) originalmente de capacidade de lâmina d'água máxima de 360m, em 1000m LDA.
- GER-32** **FACILIDADES PARA TESTES DE EQUIPAMENTOS HIDRÁULICOS**
OBJETIVO: Desenvolver, na Companhia, infraestrutura para testes hidráulicos, enfocando principalmente o apoio na viabilização do uso de sistemas de controle multiplexados ou sequenciais em águas profundas.
- GER-33** **AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS EXISTENTES PARA PREVENÇÃO DA FORMAÇÃO DE PARAFINA E SUA REMOÇÃO**
OBJETIVO: Levantamento dos principais métodos utilizados para prevenção/remoção de depósitos parafínicos em linhas. Investigação sobre a viabilidade de tais métodos em aplicações offshore em águas profundas. Determinar os métodos que apresentam maiores probabilidades de sucesso nestas aplicações e recomendar, para estes, estudos de viabilidade econômica.
- GER-34** **AQUISIÇÃO DE DADOS OCEANOGRÁFICOS E METEOROLÓGICOS**
OBJETIVO: Obter dados oceanográficos e meteorológicos em águas profundas. Desenvolver técnicas, equipamentos e pessoal para trabalhos oceanográficos em águas profundas.
- GER-35** **DESENVOLVIMENTO DE ADITIVOS QUÍMICOS PARA REDUZIR A VISCOSIDADE DOS ÓLEOS DE MARLIM E ALBACORA A BAIXAS TEMPERATURAS**
OBJETIVO: Avaliar a viscosidade crítica acima da qual devem acontecer problemas na produção e bombeamento do petróleo cru. Estabelecer os mecanismos que causam o aumento da viscosidade do petróleo cru com a redução da temperatura. Identificar, no mercado nacional ou externo, aditivos recomendados como redutores de viscosidade e avaliar sua eficiência no óleo de Marlim. Desenvolver, em colaboração com firmas locais e outros órgãos de pesquisas, produtos para reduzir a viscosidade do óleo de Marlim.
- GER-36** **ADEQUAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO USO DE ANTIESPUMANTES PARA OS ÓLEOS DE MARLIM E ALBACORA**
OBJETIVO: Definição da faixa de viscosidade ótima dos óleos de silicone para a desespumação dos óleos de Albacora e Marlim. Determinação da distribuição de pesos moleculares que permita um melhor desempenho dos produtos. Desenvolvimento e avaliação de outros derivados de silicone que permitam um bom desempenho a concentrações baixas (menor ou igual a 2 a 3 ppm) e a temperaturas inferiores a 90 graus. Avaliação de outros produtos como antiespumantes, visando a eventual substituição do óleo de silicone.
- GER-38** **PREVENTORES À FORMAÇÃO DE EMULSÕES E BORRAS EM OPERAÇÕES DE ACIDIFICAÇÃO DE POÇOS DE ÁGUAS PROFUNDAS**
OBJETIVO: Estudar a formação de emulsões e borras associadas à interação entre os petróleos de Albacora e Marlim e fluidos de estimulação ácida.
- GER-39** **PROTEÇÃO ANTICORROSIVA PARA EQUIPAMENTOS SUBMERSOS EM ÁGUA DO MAR**
OBJETIVO: Estudar a densidade de corrente a ser utilizada em equipamentos submersos instalados junto ao solo marinho. Estudo da corrente drenada pela região enterrada da ANM. Estudo do revestimento para equipamentos submersos. Estudo da eficiência de revestimentos utilizados em conjunto com a proteção catódica. Estudo da possibilidade de envelhecimento acelerado de revestimentos.
- GER-40** **ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DINÂMICO DE FUNDAÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS**
OBJETIVO: Simulação do comportamento interativo solo/estaca/estrutura, visando a análise de fundações sujeitas a carregamentos cíclicos dinâmicos ou quase-estáticos, impostos por estruturas e equipamentos a serem instalados em águas profundas. Calibração de curvas de projeto do tipo P-Y, T-Z e Q-U, considerando-se tipos de solicitações não cobertas pela API, em solos de ambiente marinho. Utilização dos dados a serem obtidos na OS/DEPRO-005/89. Estudo e estabelecimento de critérios de dimensionamento dinâmico estrutural de plataformas considerando-se o comportamento dinâmico das fundações.
- 7 - INOVAÇÃO**
- INOV-01** **SISTEMA SUBMARINO DE BOMBEIO MULTIFÁSICO**
OBJETIVO: Acompanhar o desenvolvimento do sistema submarino de bombeio multifásico através de: literatura, participação no projeto multicliente "Multiphase Subsea Pump Development" liderado pela Weir Pumps, Escócia e contatos com centros de C&T com desenvolvimento no assunto. Avaliar e motivar o desenvolvimento de capacitação da indústria nacional nos aspectos pertinentes ao sistema.
- INOV-03** **ANÁLISE DE CONCEPÇÃO DE SEMI-SUBMERSÍVEL COM COMPLETAÇÃO SECA**
OBJETIVO: Analisar a utilização de plataformas semi-submersíveis que permitam, dentro de uma concepção de "minimum heave", a completação de poços com árvore de natal seca.
- INOV-04** **ESTUDO SOBRE MEDIDORES APLICADOS NO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO**
OBJETIVO: Desenvolver medidores multifásicos no Brasil.
- INOV-05** **ACOMPANHAMENTO DE PROJETOS DE TORRES COMPLACENTES**
OBJETIVO: Acompanhar o desenvolvimento mundial dos Sistemas de Produção com Torres Complacentes, através de: literatura, projetos multiclientes, análise de concepções, estudos paramétricos, desenvolvimentos de modelos matemáticos e estudos para as condições brasileiras.
- INOV-06** **PROJETO CONCEITUAL DE PLATAFORMAS DE PERNAS ATIRANTADAS (TLP)**
OBJETIVO: Desenvolver capacitação em projeto conceitual e estudo de viabilidade técnico-econômica de plataformas de pernas atirantadas para 1000m LDA.
- INOV-08** **DESENVOLVIMENTO DE SENSORES SUBMARINOS USANDO FIBRAS ÓTICAS COMO ELEMENTO TRANSDUTOR**
OBJETIVO: Desenvolver a aplicação de tecnologia de sensoriamento puramente ótico para posição, pressões - absoluta e diferencial - e temperatura em aplicações submarinas; aumentar a confiabilidade dos sensores submarinos; diminuir o peso das instalações de sensores em plataformas; desenvolver sensores que não precisem de energia elétrica.

INOV-10	FONTES DE ENERGIA PARA EQUIPAMENTOS SUBMARINOS OBJETIVO: Conhecer o estado-da-arte; levantar opções de fabricantes e tipos de fontes de energia disponíveis; incorporar este recurso aos projetos de equipamentos submarinos em desenvolvimento pela PETROBRÁS; desenvolver junto às universidades e/ou através de projetos multiclientes, fontes de energia.		OBJETIVO: Avaliar os métodos de lançamento de dutos rígidos existentes, verificando os respectivos limites de aplicação; desenvolver estudos com o objetivo de buscar o aperfeiçoamento dos métodos convencionais de lançamento, com vistas a utilização em águas profundas; estudar e desenvolver métodos não convencionais de lançamento.
INOV-11	AVALIAÇÃO DE SISTEMA SUBMARINO DE SEPARAÇÃO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO OBJETIVO: Verificar a viabilidade técnica e realizar uma avaliação econômica de concepção de um sistema de bombeamento de misturas multifásicas patenteado pela PETROBRÁS; avaliar propostas de projetos multiclientes de outras instituições.	LIN-03	LANÇAMENTO E INSTALAÇÃO DE LINHAS SUBMARINAS FLEXÍVEIS OBJETIVO: Estabelecer procedimentos de lançamento e instalação de linhas submarinas flexíveis, como subsídio para projeto.
INOV-12	ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE CABOS DE AMARRAÇÃO DE KEVLAR E POLYESTER OBJETIVO: Avaliar a aplicação de materiais sintéticos em cabos de amarração, tais como o Polyester, e conhecer seus desempenhos - estático e à fadiga. Realizar testes de campo com cabos de Kevlar.	LIN-05	FORMAÇÃO DE HIDRATOS - DESENVOLVIMENTO DE SIMULADORES COMPUTACIONAIS E FACILIDADES PARA EXPERIMENTAÇÃO OBJETIVO: Aperfeiçoar as metodologias de cálculo do simulador computacional HIDRATO com o uso da teoria termodinâmica estatística, do método Trekel & Campbell e de outros métodos correntes. Montar simulador(es) físico(s) para determinação experimental do ponto de formação de hidratos, das técnicas de inibição e das rotinas de teste. Avaliar os métodos de cálculo utilizados pelo simulador HIDRATO.
INOV-13	TRANSMISSÃO HIDROACÚSTICA DE SINAIS OBJETIVO: Desenvolver capacitação na tecnologia de transmissão de sinais por hidroacústica; desenvolver, no Brasil, equipamentos que permitam a transmissão de sinais, sem conexão física entre emissor e receptor.	LIN-06	ESCOAMENTO DE ÓLEOS DE ALTO PONTO DE FLUIDEZ E/OU ALTAS VISCOSIDADES A BAIXAS TEMPERATURAS OBJETIVO: Caracterizar o comportamento reológico de óleos nas baixas temperaturas existentes no fundo do mar; estudar as possíveis alternativas, tais como: utilização de "abaixadores do ponto de fluidez", aquecimento, etc., para transporte destes óleos através de dutos submarinos.
INOV-14	DESENVOLVIMENTO DE APLICAÇÃO DA TRANSMISSÃO HIDROACÚSTICA OBJETIVO: Aplicar a tecnologia de transmissão hidroacústica no desenvolvimento de equipamentos para posicionamento, monitoração e controle de equipamentos submersos.	LIN-07	DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE GRADIENTES DE PRESSÃO E TEMPERATURA EM DUTOS MULTIFÁSICOS EM GRANDES LÂMINAS D'ÁGUA OBJETIVO: Modificar os simuladores computacionais de escoamento multifásico existentes na empresa (SIMULT e COND) para aplicações a baixas temperaturas; otimizar os procedimentos de cálculo dos gradientes de pressão e temperatura em linhas de surgência longas, inclinadas e de grandes diâmetros; estudar o fenômeno de intermitência severa ("severe slugging") em conjuntos linha-riser.
INOV-15	SISTEMA DE ANCORAGEM NÃO CONVENCIONAL PARA UNIDADES FLUTUANTES EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVO: Estudar a viabilidade técnica do uso de elementos tubulares auto-flutuantes em linhas compostas de amarração, em substituição a linhas de ancoragem convencionais.	LIN-08	DESENVOLVIMENTO DE LINHAS FLEXÍVEIS OBJETIVO: Verificação de adequação de tubos flexíveis existentes no mercado e do estágio tecnológico dos fabricantes para atender os projetos de águas profundas; seleção de fornecedores; redução dos custos de aquisição de material.
INOV-16	TRANSMISSÃO DE SINAIS DE TV EM UMBILICAIS USANDO FIBRA ÓTICA OBJETIVO: Desenvolver tecnologia de uso submarino de fibras óticas; desenvolver uma junta rotativa ótica; desenvolver técnicas de modulação de sinais de TV.		
INOV-17	COMPORTAMENTO DE TLP EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVOS: Análise de comportamento de plataforma tipo TLP como um sistema integrado de casco, tendões e risers; obtenção da influência dos movimentos de segunda ordem nas frequências soma e diferença, no comportamento global de uma plataforma tipo TLP, em águas profundas; obtenção de simulador numérico para estudo do comportamento de plataforma tipo TLP, no domínio do tempo, com acoplamento de casco, risers e tendões.	9 - "MANIFOLD/TEMPLATE"	
INOV-18	UTILIZAÇÃO DE CONDUTOR CURVO EM TLP OBJETIVO: Viabilizar a utilização de condutor curvo em TLP, permitindo o aumento do raio de drenagem e o conseqüente aumento do número de completações secas, aumentando com isto a atratividade econômica da TLP.	MAN-01	PROJETO DE "MANIFOLD/TEMPLATE" OBJETIVO: Desenvolver projeto de "Manifold/Template", cuja instalação, operação e manutenção sejam totalmente realizadas sem auxílio de mergulhadores para utilização em sistemas de águas profundas até 600m de lâmina d'água.
8 - LINHAS SUBMARINAS		MAN-03	CONEXÕES ELÉTRICAS OBJETIVO: Desenvolver e qualificar conectores elétricos submarinos confiáveis para permitir o controle eletrohidráulico multiplexado de equipamentos submarinos de produção; desenvolver conectores que sejam conectáveis/desconectáveis em condições submersas por meios mecânicos tais como ferramentas de "pull-in" ou pacote de ferramentas para VOR; desenvolver a capacidade da indústria nacional em conectores submarinos por meio de especificações de compra, teste de protótipo e detalhamento de testes de aceitação de componentes para uso no campo.
LIN-01	AUTOMAÇÃO E ROBOTIZAÇÃO DA MANUFECÇÃO EM LINHAS SUBMARINAS OBJETIVO: Definir e acompanhar técnicas de reparo de linhas submarinas sem a presença do homem, através de: pesquisa bibliográfica e contatos no exterior; elaborar relatório recomendando procedimentos e métodos de reparo em águas profundas.	MAN-07	SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE REMOTO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO SUBMARINA OBJETIVO: Desenvolvimento do projeto, montagem e testes de protótipo e industrialização do sistema.
LIN-02	LINHA RÍGIDA - AVALIAÇÃO DO MÉTODO DE LANÇAMENTO		

MAN-08	CORROSÃO EM AÇOS DE ALTA LIGA SOB CONDIÇÕES DE FRESTAS EM ÁGUAS DO MAR OBJETIVO: Desenvolvimento de métodos para o estudo da corrosão sob fresta em ambiente marinho; estudo de medidas preventivas de corrosão por fresta em aços de alta liga; estudo de ligas resistentes à corrosão por fresta, estudo das possíveis soluções a serem adotadas em águas profundas, onde a intervenção humana torna-se inviável.		e desenvolver as possíveis soluções; projetar e perfurar poços de grande inclinação em campos de desenvolvimento, utilizando os procedimentos de projeto.
MAN-09	DESENVOLVIMENTO DE VÁLVULAS DE USO SUBMARINO PARA APLICAÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS ATÉ 2000m OBJETIVO: Adequação e aperfeiçoamento de projetos existentes no mercado nacional; redução de custos; qualificação de fabricantes; criação de normas e especificações da Companhia.	PER-03	ESTUDO DE TÉCNICAS DE TESTEMUNHAGEM, MANUSEIO DE AMOSTRAS, E TESTES DE LABORATÓRIO, PARA ESTUDOS DE FORMAÇÕES EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVO: Estudo de técnicas de testemunhagem e adequação de fluidos, especialmente para formações com rochas altamente friáveis; estudo de técnicas de manuseio e preparação de amostras para testes de petrofísica em geral, principalmente para rochas friáveis; estudo da influência da pressão litostática e da compressibilidade, sobre as grandezas petrofísicas, devido a grandes profundidades das formações.
MAN-11	DESENVOLVIMENTO DE CONECTORES MECÂNICOS E DE MÉTODOS E FERRAMENTAS DE CONEXÃO OBJETIVO: Qualificar conectores submarinos (diverless) que permitam estabelecer conexão estanque entre estruturas e linhas flexíveis, rígidas e umbilicais hidráulicos; desenvolver procedimentos operacionais de qualificar ferramentas que viabilizam a conexão de estruturas com linhas flexíveis, rígidas e umbilicais.	PER-04	PREVENÇÃO DE DANO À FORMAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE CAMPOS EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVO: Estudo da influência e adequação de técnicas e fluidos especiais de perfuração, lavagem, cimentação, completação e de estimulação para reservatórios em águas profundas; estudo das possibilidades de formação de precipitados químicos durante a produção/injeção de água em reservatório de águas profundas.
MAN-12	ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA (EVTE) PARA UTILIZAÇÃO DE "MANIFOLD" ATMOSFÉRICO EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVO: Desenvolver o estudo de viabilidade técnico econômica para utilização de "manifold" atmosférico em águas profundas, com a possibilidade de um sistema de intervenção híbrida; através de veículo de serviço (em locais até 1000m LDA) e por mergulho saturado (em locais até 400m LDA). O estudo do sistema de intervenção inclui a viabilidade de instalação em barcos de serviço.	PER-05	SIMULADOR COMPUTACIONAL PARA CONTROLE DE "KICKS" PARA POÇOS EM ÁGUAS PROFUNDAS OBJETIVO: Capacitação em técnicas de controle de "kicks" aplicada a poços em águas profundas.
MAN-13	"TEMPLATE/MANIFOLD" PARA ÁGUAS PROFUNDAS, OCTOS 1000 OBJETIVO: Possibilitar a perfuração de 7 poços na mesma locação, coletando e transferindo a produção, através de linhas flexíveis para a unidade de processo.	PER-06	ELEVAÇÃO ARTIFICIAL POR "GAS LIFT" OBJETIVO: Desenvolvimento do método para aplicação em águas profundas.
MAN-15	DESENVOLVIMENTO DE VÁLVULA DE CONTROLE OPERADA POR SOLENÓIDE PARA SISTEMA DE CONTROLE ELETROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO OBJETIVO: Analisar válvulas existentes no mercado e desenvolver no país e homologar válvula de controle operada por solenóide, considerando ser este, ao lado dos conectores elétricos, item crítico do sistema de controle eletrohidráulico multiplexado.	PER-12	VÁLVULA DE SEGURANÇA DE SUBSUPERFÍCIE OBJETIVO: Desenvolver, junto à Indústria Nacional, válvulas de segurança para poços profundos que deem alta confiabilidade, resistência à corrosão, facilidade de operação com coluna elou "wire-line", com sistema de controle eficiente e rápido na resposta e com custo compatível com os demais equipamentos.
10 - NAVIO DE PROCESSO		PER-14	CONTROLE DA PRODUÇÃO DE AREIA DE ARENITOS FRIÁVEIS DOS CAMPOS DE MARLIM E ALBACORA OBJETIVO: Estudar técnicas para controlar a produção de areia do reservatório constituído pelos arenitos friáveis da formação Campos, Membro Carapebus, no campos de Marlim e Albacora.
NAV-01	"SWIVEL" PARA MONOBÓIA OBJETIVO: Determinação de características de "swivel" para operar em sistemas flutuantes de produção que utilizam navio de processo como unidade estacionária de produção.	PER-15	ESTUDO DE PLANO DE CONTINGÊNCIA PARA INTERVENÇÃO EM POÇOS SUBMARINOS OBJETIVO: Identificar áreas vulneráveis nas operações de completação submarina, propondo soluções e indicando as primeiras providências a serem tomadas em caso de ocorrências críticas, estabelecendo um plano de contingência mínimo para ser seguido nestas situações.
NAV-02	ANÁLISE DE SISTEMAS MONOBÓIA-NAVIO OBJETIVO: Especificar e analisar projetos de monobóia para navios de processo.	PER-16	UTILIZAÇÃO DO CONDUTOR CURVO OBJETIVO: Estudar a utilização de condutor curvo para obtenção de maior raio de drenagem nos reservatórios.
NAV-04	NAVIO COM POSICIONAMENTO DINÂMICO EM ATIVIDADE DE PRODUÇÃO OBJETIVO: Utilização de petroleiro com posicionamento dinâmico em sistemas flutuantes de produção. Três modos de utilização são enfocados: a) em sistemas definitivos, como unidade estacionária de produção; b) em testes de longa duração, como navio de processo e armazenamento; c) como navios aliviadores.	PER-17	VERIFICAÇÃO EXPERIMENTAL DA DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS DOS ÓLEOS DE MARLIM EM CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIO OBJETIVO: Estudo experimental de deposição de asfaltenos nos reservatórios de Camorim e Marlim, devido a despressurização conseqüente da liberação parcial do gás em solução. Estudo dos mecanismos físico-químicos da deposição de asfaltenos nas rochas dos reservatórios petrolíferos. Influência de injeção de gás natural na precipitação de asfaltenos no campo de Camorim.
11 - POÇO E RESERVATÓRIO		12 - "RISER"	
PER-01	ANÁLISE DA PERFURAÇÃO DE POÇOS COM INCLINAÇÃO ELEVADA OBJETIVO: Capacitação em perfuração de poços com inclinação elevada, visando otimizar o desenvolvimento de campos situados em águas profundas; identificar as situações críticas; estudar	RIS-01	CRITÉRIOS E MÉTODOS DE PROJETO DE "RISERS" PARA PRODUÇÃO OBJETIVO: Definição dos critérios de projeto; definição dos principais carregamentos durante

- as fases de instalação, operação, tormenta e abandono; desenvolver os procedimentos de projeto, detalhando cada análise a ser realizada e a sua importância dentro do dimensionamento estrutural do "riser".
- RIS-02 **DESENVOLVIMENTO E MODELOS MATEMÁTICOS PARA CÁLCULO DE "RISERS" PARA PRODUÇÃO (RÍGIDOS E FLEXÍVEIS), COMPLETAÇÃO E PERFURAÇÃO**
OBJETIVO: Desenvolver programa de computador para a execução do cálculo estrutural de "risers".
- RIS-03 **AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE "RISERS" DE PRODUÇÃO**
OBJETIVO: Estudo experimental do comportamento dinâmico de um "riser" em tamanho real, de implantação e correlação com dados ambientais e de movimentação da plataforma.
- RIS-06 **CRITÉRIOS E MÉTODOS DE PROJETO PARA "RISERS" DE COMPLETAÇÃO**
OBJETIVO: Definição dos critérios de projeto; definição dos principais carregamentos durante as fases de instalação, tormenta e abandono, com ênfase para Árvore de Natal Molhada; desenvolver os procedimentos de projeto.
- RIS-07 **CRITÉRIOS E MÉTODOS DE PROJETO PARA "RISERS" DE PERFURAÇÃO**
OBJETIVO: Definição dos critérios de projeto; definição dos carregamentos para as situações: "Riser" conectado e "Riser" desconectado - instalação e abandono; desenvolver os procedimentos de projeto.
- RIS-08 **CRITÉRIOS E MÉTODOS DE PROJETOS DE "RISERS" FLEXÍVEIS**
OBJETIVO: Definição das análises; análise das ferramentas disponíveis e desenvolvimento de outras ferramentas; desenvolvimento de métodos e procedimentos de análise para projeto de aplicação de linhas flexíveis.
- RIS-10 **RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA**
OBJETIVO: Estudo do comportamento estrutural do riser rígido submetido a cargas catenárias de tormenta. Estudo de conectores para o riser. Estudo de fadiga. Seleção de materiais para trechos do riser. Preparação de um ensaio em escala real de um riser rígido a ser instalado em uma plataforma semi-submersível.
- 13 - VEÍCULO DE OPERAÇÃO REMOTA
- VOR-01 **SERVÍCIOS E NECESSIDADES NA UTILIZAÇÃO DE VEÍCULOS DE OPERAÇÃO REMOTA (VOR)**
OBJETIVO: Orientar o desenvolvimento de VOR's nacionais para as operações no mar, com ênfase em Águas Profundas.
- VOR-05 **MANÔMETROS E TERMÔMETROS PARA LEITURA DIRETA COM VEÍCULOS DE OPERAÇÃO REMOTA**
OBJETIVO: Desenvolver projeto, construção, testes e industrialização de manômetros e termômetros para uso em ANM's e "manifolds" que permitam instalação e leitura por VOR.
- VOR-06 **EXPLOSIVOS PARA CORTE SUBMARINO**
OBJETIVO: Selecionar e desenvolver métodos que permitam a utilização de explosivos manuseados por veículos de operação remota submarina, para remoção de parafusos, cabos, etc..
- VOR-09 **IMPLANTAÇÃO DE FACILIDADES PARA DESENVOLVIMENTO DE INTERFACES DE VEÍCULOS/INSTALAÇÕES SUBMARINAS**
OBJETIVO: Dotar a Companhia de infraestrutura para suportar o desenvolvimento de equipamentos que dependem de atuação robótica; nuclear pesquisas de desenvolvimento e testes em interfaces para equipamentos de águas profundas; testar ferramentas e interfaces para uso sem auxílio de mergulhadores, que são oferecidas à PETROBRÁS pelas prestadoras de serviços e projetistas.
- VOR-10 **ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS SUBMARINOS PARA ÁGUAS PROFUNDAS**
OBJETIVO: Desenvolver técnicas de ensaios não destrutivos para águas profundas.
- VOR-11 **TELEPRESEÇA EM OPERAÇÕES DE INTERVENÇÃO REMOTAS**
OBJETIVO: Aumentar o desempenho e capacidade de realização de tarefas executadas remotamente por VOR elou ROT provendo o operador de informações sensoriais análogas a que o corpo humano receberia numa intervenção direta (estereovisão, audição, etc.) elou fornecendo recursos adicionais (feixe ótico, etc.) que auxiliem nas sensações de cinestesia e auto-percepção que o operador deve ter do ambiente de trabalho. Foram destacadas cinco linhas de atuação: - Estéreo-visão (TV-3D) - Acompanhamento automático integrado manipulador - TV - Feixe ótico (laser) - Sensores acústicos - Realimentação de força.

BIBLIOGRAFIA

- ALMEIDA, Alberto Carlos Ferreira. "O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de exploração e exploração de petróleo". in *Petro & Gás*, Rio de Janeiro, p.41-53, jun. 1990. p.52
- ALVARENGA, Maurício Medeiros de. "Produção de petróleo no Brasil: Evolução e Perspectivas". em *Economia e Tecnologia da Energia*. org. É. Lébrea La Rovere et alli. Editora Marco Zero/Finep, Rio de Janeiro, 1985, p.39-83.
- ARAUJO, Jr. Tavares.(ed.). Difusão de Inovações na indústria brasileira: Três estudos de caso. IPEA-série de estudos monográficos n.24, Rio de Janeiro , 1976.
- ARROW, K. J. The implications of Learning by doing. Review of Economic Studies, jun. 1962.
- ASSAYAG, Marcos, BARUSCO, Pedro e FRANÇA, Luciano. A atividade offshore no Brasil: Histórico. Rio de Janeiro, Petrobrás, mineo, p.21, 1991.
- BELL, Martin. "Learning and the accumulation of industrial Technological Capability in Developing countries", in Fransman & King (1984), pp. 187-209.
- BENSIMON, Luiz Fernando, PETKOVIC, Marco Antônio Ladislau, PAIVA FILHO, Edwald Francisco. "Semi-submersível de produção para águas profundas - Uma estudo paramétrico de movimentos". in *Boletim Técnico*, Rio de Janeiro, vol.30, 2/3, abr./set., 1987, pg.123-135.
- BRASIL, Ministério da Infra-estrutura. Balanço Energético Nacional. Brasília, 1990.
- CARVALHO, Getúlio. Petróbrás:do Monopólio aos contratos de risco. Rio de Janeiro, Forense-Universitária, 1977.
- CHAMPLON, D. "L'exploration pétrolière offshore: production et securité". in *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, Paris, vol. 39, no 3, mai-juin, 1984, pg. 267-289.
- COOK e LESLEY. "The offshore supply industry: fast, continuous and incremental change". ed. M. Sharp. *Europe and New Technologies*. London, Frances Pinter, 1985, pg 213-262.
- COOK Lesley and SURREY, John. Governmental Policy for the offshore supplies industry - Britain compared with Norway and France. SPRU Occasional paper series No 21, University of Sussex, 1983, pg.102.

DAHLMAN, C. J. e FONSECA, F. V. "From technicological dependence to technological development: the case of the Usiminas steel plant in Brazil". in Katz (1987), pg. 154-182.

DAHLMAN, C. J. & WESTPHAL, L. "Technological Effort in Industrial Development - an Interpretative Survey of Recent Research", in Stewart & James (1982), pp. 105-137.

DELACOUR, J. "Offshore outlook: the european side". in Revue de L'Institut Français du Pétrole, Paris, vol 43, no 4, juillet-Aôut, 1988, pg. 471-484.

Documentário. "Recrutamento e seleção de candidatos aos cursos do CENAP". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.1, 1957, pg.56-63.

DOSI, G. et alii. Technical Change and Economic Theory, London, Pinter Publishers, 1988.

DUFOND, Robert. "L'offshore de demain". in Suplemént LA RECHERCHE, Paris, n^o 208, mars, 1989, pg.24-28.

ENOS, J.L. & PARK, W. H. "The adoption and diffusion of imported technology: The case of Korea". London, Croom Helm . 1988. p.59-113

ERBER, F. Technological Dependence and Learning Revisited, Textos para Discussão n^o34, IEI/UFRJ, 1983.

FONSECA, Maria da Glória M. e LEITÃO, Dorodame Moura. "Reflexões sobre o relacionamento entre o CENPES e a Universidade". in B. Técn. da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v. 31 n.2, abr./jun. 1988, pg.165-173.

FRANSMAN, M. "Technological Capability in the Third World: an Overview and Introduction to Some of the Issues Raised in this Book", in Fransman and King (1984), pg. 3-30.

FRANSMAN, M. and KING, K. Technological capability in the Third World, London, Macmillan Press, 1984.

FREEMAN, C. Technology policy and economic performance - lessons from Japan. London, Pinter Publishers, 1987.

FURTADO, André T. Energie de la biomasse et style de developpment (Les leçons du programma Proalccol au Bresil). Universite de Paris I, 1983.

FURTADO, André T. "A crise energética mundial e o Brasil". in Novos Cadernos Cebrap, São Paulo, n.11, jan., 1985, pg.17-29.

FURTADO, André T.(coord.)."Capacitação Tecnológica, política industrial e competitividade: uma abordagem setorial e por empresas líderes", Relatório IPEA, 1991.

GIRAUD, André e BOY de LA TOUR, X. Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Paris, Ed. Technip, 1987.

KATZ, J."Technological Innovation, Industrial Organisation and Comparative Advantages of Latin American Metalworking Industries", in Fransman & King (1984), pg. 113-136.

_____, J."Domestic Technological Innovations and Dynamic Comparative Advantages: Further Reflections on a Comparative Case-Study Program", in Rosenberg, N. e Frischtak, C. (eds.), International Technology Transfer, Praeger, Nova York, 1985.

_____, J.(ed.) Technology Generation in Latin American Manufacturing Industries, MacMillan, Londres, 1987.

_____, J. Transferencia de tecnologia,apredizaje y industrialización dependiente. Mexico, Fondo de Cultura Economica, 1975.

LAND, Washington Luís de Castro. "Pesquisa industrial". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.7, número especial, fev., 1964. p.109-127.

LALL, Sanjaya. "Technological Learnings in the Third World: some implications of technology exports". The economics of new technology in Developing Countries. in Stewart & James, London, Frances Pinter, 1982, pg.157-179.

LA TOUR, X. de et LEUCH, H. "Le Nouvelles Techniques de Mise en valeur des ressources d'hydrocarbures". in Revue de L'Institute Français du Pétrole, Paris, vol. 36, no 3, mai-juin, 1981, pg. 251-280.

_____, X. BOY de. "Les moyens de la recherche française dans le domaine pétrolier". in Revue de L'institut Français du PÉTrole, France, vol. 44, n.1, janvier-février, 1989, pg.3-27.

_____, X. de e et. alli. "Nouveaux pétroles: quel avenir?". in Revue de L'Institut Français du Pétrole, vol.41, no 4, juillet-Aout, 1986, pg. 451-459.

LEITÃO, Dorodame Moura. "Dez anos de pesquisa tecnológica sobre processos". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.27 n.1, jan./mar,1984, pg. 50-73.

_____. Dorodame Moura. "O processo de aprendizado tecnológico nos Países em Desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.28, n.3, jul./set., 1985. pg.207-218

LEPRINCE, P. "Reduire les coûts des opérations pétrolières". in *Reveu de L'Institute Français du Pétrole*, Paris, vol.41, n.2, mars-Avril, 1986, pg. 163-172.

LUNDEVALL, Bengt-Ake and ANDERSEN, Esbern Sloth. "Small nation systems of innovation facing technological". in *Freman & Lundvall* (1988), New York, Pinter Publishers, pg. 9-36

_____, Bengt-Ake. "Innovation as an interactive process: from user-producer interaction to the nation system of innovation". in *DOSI*, G. et alii (1988), pg.349-370.

MOURA, Pedro de e CARNEIRO, Felisberto Olímpio. Em busca do petróleo brasileiro. 1^o ed. Rio de Janeiro, edit. fundação Gorceix, Ouro Preto, 1976.

NELSON, R. & WINTER, S. An evolutionary theory of economics change. N. Y., Harvard University Press, 1982.

_____, R. "Institutions supporting technical change in the United States". in *Dosi*, G. et alii (1988), pp. 312-329.

Oil&Gas Journal Energy DataBase, Tulsa, PennWell Books -1987 Energy Statistics Sourcebook.

Oil&Gas Journal 1987-1990. vários numeros

Oil&Gas Journal DataBook 1988, Tulsa, PennWell Books.

OFFSHORE YearBook 1987 Edition, Tulsa, PennWell Publishing Company.

Offshore Incorporation The Oilman, vol.53, no 1, jan. pg. 24, 1993.

OLIVEIRA, Adilson de. "Transferência de tecnologia-Petrobrás: Uma estratégia de submissão". in *Cadernos de Cadernos de Tecnologia e Ciência*. ano 1, n.1, jun,1978, p.21-33.

OLIVEIRA, Carlos (1961). "Resumo Histórico do Treinamento na Petrobrás". in *Boletim Técnico da Petrobrás*, Rio de Janeiro, vol. 4, no 1/2, jan./jun., 1961, pg. 71-72.

_____, Carlos (1962). "Resumo Histórico do Treinamento na Petrobrás III". in *Boletim Técnico da Petrobrás*, Rio de Janeiro, vol.5, no 3, jul./set., 1962, pg.105-108.

OLIVEIRA, José Clemente de (1990). "O Setor Petroquímico". Projeto tecnológico da Indústria e a Constituição de um Sistema Nacional de Inovação no Brasil. Coords. Prof.Dr. Luciano G. Coutinho e Prof.Dr.Wilson Suzigan. IE, Unicamp, 1990.

OLIVEIRA, Sérgio. "A nova fronteira". in Brasil Mineral, São Paulo, n.23, out., 1985, pg.12-27.

PERRODON, Alain. "Quelque rapide conquêtes marine". em Historire des Grandes découvertes pétroleières - un certain art de l'exploration, Paris, Elf Aquitaine et Masson. 1985. pg.139-152

Petrobrás. Relatório de Atividades - vários anos.

PORTINHO, Sérgio Oliveira de Menezes. "Engenharia básica nas áreas de refinação de petróleo e petroquímica". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.27 n.1, jan./mar.,1984. p.74-78.

ROSEMBERG, Nathan. Inside the black box - technology and economics, London, Cambridge University Press, 1982.

SANTOS Fo, Otaviano dos. "Mudança técnica e concorrência: um arcabouço evolucionista". Campinas, UNICAMP/IE, Texto para discussão, 1992.

STEWART, F. & JAMES, J. The economics of new technology in developing countries. London, Frances Pinter, 1982. p.282

SICSÚ, Abraham B. A questão Energética no contexto do desenvolvimento brasileiro, tese de doutorado, IE, Campinas, 1985.

SUSBIELLES, G. "Les Ouvrages pétroles en mer". in Revue de L'Institute Français du Pétrole. Paris, vol.35,n.4,juil-aout, 1980, pg.621-684.

TEIXEIRA, Francisco L.C. The political economy of technological learning in the brazilian petrochemical industry, PhD University Sussey, April, 1985.

VALENÇA, Alfeu. "Águas profundas: a realidade e o mito". in Petro & Gás, Rio de Janeiro, out., 1989, pg.26-31.

VASCONCELLOS, Paulo de. "Plataformas fixas no mar". in Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol. 16, n.4, out./dez., 1973, pg. 233-243.

WILLIAM, Ilena Zander. "Pesquisa Tecnológica". Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, vol.10,n.1, jan/mar,1967. pg.85-98.

WHITEHEAD, Harry. An A-Z of Offshore Oil&Gas - An Illustrated Internacional Glossary and Reference Guide to the Offhore Oil&Gas Industries and their Technology. Houston, Gulf Publishing Company, 1981.