

OFERTA DE PETRÓLEO: CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA PETROBRÁS EM SISTEMAS DE PRODUÇÃO PARA AS ÁGUAS PROFUNDAS¹

Adriana Gomes de Freitas²

Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP.
13081-970 CAMPINAS-SP tel (0192) 398420 fax (0192) 393722

Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra

Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP.
13081-970 CAMPINAS-SP tel (0192) 398420 fax (0192) 393722

Prof. Dr. André Tosi Furtado

Departamento de Política Científica e Tecnológica, Instituto de Geociências, UNICAMP
13081-970 CAMPINAS-SP tel (0192) 398301 fax (0192) 393680

RESUMO

A oferta atual de petróleo do país depende significativamente dos esforços na área de Exploração e Produção (E&P) realizados ao longo da costa brasileira, visto que a maior parte das reservas de hidrocarbonetos descobertas encontram-se em regiões submersas. Durante a década de 1980 a Petrobrás notabilizou-se pelas atividades voltadas para Pesquisa, Desenvolvimento & Engenharia Básica (P,D&EB) com o propósito de responder aos desafios impostos pelas condições ambientais encontradas na Plataforma Continental brasileira. Este artigo pretende destacar as atividades de capacitação tecnológica com vistas ao aproveitamento energético das regiões marítimas do país.

INTRODUÇÃO

No último decênio, intensificaram-se no Brasil as iniciativas no tocante ao desenvolvimento de tecnologias relacionadas aos sistemas de produção visando permitir o aproveitamento de jazidas gigantes *offshore*. Conforme prognósticos, esses reservatórios possibilitarão alcançar auto-suficiência energética com base nas fontes existentes no país.

Com o propósito de compreender tais iniciativas realizadas pela Petrobrás, torna-se necessário analisar alguns aspectos relacionados com sua atividade inovativa ao longo dos anos 80.

Faz-se necessário, também, investigar a participação da empresa no desafio *offshore* que se descortinava ao se descobrir, pela primeira vez, maiores acumulações de hidrocarbonetos em toda sua história.

Vale ressaltar que as atividades *offshore* constituem-se entre as iniciativas mais relevantes realizadas pelas mais importantes empresas petrolíferas internacionais. As atividades de Exploração & Produção (E&P) vem se caracterizando como uma das novas fronteiras da indústria petroleira devido ao gradativo processo de esgotamento das fontes tradicionais que são fundamentalmente terrestres. Sendo assim, são consideradas novas fronteiras para o setor petróleo as florestas, o Alasca, as regiões polares e as áreas submersas. No caso, as reservas marítimas tem permitido uma rápida ampliação da oferta mundial de hidrocarbonetos nas últimas três décadas.

O objetivo deste trabalho é analisar a ampliação da oferta local de hidrocarbonetos pela Petrobrás no último decênio, admitindo que estes esforços ocorreram graças as atividades de E&P marítimas. Ademais, a produção *offshore* tem sido significativamente intensificada pelas maiores empresas internacionais de petróleo.

No tocante à E&P marítima, tem havido significativos aperfeiçoamentos técnicos e o surgimento de inovações tecnológicas para fazer face às atividades da indústria *offshore* de petróleo. Na última década, a Petrobrás encetou esforços nesse sentido. As atividades operacionais em áreas *offshore* em águas profundas associadas aos esforços de P&D permitiram à Petrobrás

receber o reconhecimento internacional por sua capacitação.

Na primeira parte deste artigo, pretende-se expor a participação mundial das jazidas *offshore*. Na segunda parte, propõe-se historiografar (sucintamente) as iniciativas de ingresso da Petrobrás em E&P marítimas. Na terceira parte deste trabalho, serão investigados os esforços de capacitação tecnológica da Petrobrás para desenvolver sistemas de E&P adequados às condições ambientais do país. Na parte final, os resultados relevantes da capacitação tecnológica voltada para as regiões nas quais prevalecem lâminas d'água profundas, como também o potencial energético dessas áreas.

A INDÚSTRIA OFFSHORE INTERNACIONAL

As explorações no mar foram inauguradas nos últimos decênios do século passado. A época, realizaram-se as primeiras prospecções em regiões marítimas próximas ao Mar Cáspio e no oeste dos Estados Unidos. As operações em áreas submersas eram efetuadas por intermédio de estruturas e equipamentos improvisados. As primeiras estruturas de perfuração, construídas entre 1906/07, foram utilizadas ao longo da costa da Califórnia em lâmina d'água (LDA)⁵ não superior a 6 metros. (WHITEHEAD, 1981).

Nas décadas de 1920 e 1930 as atividades *offshore* ganharam maior espaço, particularmente na Venezuela (lago de Maracaibo), 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 4 estruturas mais adequadas às prospecções marinhas.

Após a segunda Guerra Mundial, a pesquisa exploratória e a produção de hidrocarbonetos nas áreas submersas tomam vulto no cenário mundial. Esses acontecimentos estão intrinsecamente relacionados 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. De fato, nas décadas de 1940 e 1950, as atividades de E&P marítimas expandem-se em várias regiões, principalmente para o Golfo do México, Oriente Médio, África Ocidental e Mar do Norte (PERRODON, 1985).

Na década de 1970 a E&P *offshore* passou a ter maior participação no conjunto de atividades da indústria petroleira mundial, como consequência do choque no preço internacional do óleo bruto (1973 e 1979) que 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 permite uma visão global da significativa difusão das atividades de extração marítima que vem ocorrendo nos últimos anos. Nesse quadro, pode-se observar que as atividades de E&P são realizadas em diversos continentes e/ou regiões marítimas.

Através da tabela I, pode-se observar a evolução internacional das reservas submarinas provadas nos três últimos decênios. 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 - OFFSHORE MUNDIAIS DE PETRÓLEO EM 10⁹ton./ano

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

FONTE: Boy L. et Le Leuch(1981) e Champlon(1984).
(*) Em termos percentuais

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 II.

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. (DUFOND, 1989).

A EVOLUÇÃO DAS ATIVIDADES OFFSHORE NO BRASIL

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. Face aos resultados preliminares favoráveis dessas atividades foi adquirido um navio - Petrobrás I - para efetuar sondagens e perfurações marítimas (MOURA, P. e CARNEIRO, F. O., 1976)

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 metros (VALENÇA, 1989). Essa descoberta contribuiu significativamente para ampliar as pesquisas na margem continental, particularmente nas Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar e Campos.

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, esse ciclo envolve um número expressivo de atividades que vão da elaboração do projeto básico até a montagem. Vale ressaltar que os projetos de investimento nas regiões submersas levam um espaço de tempo de 4 a 6 anos para permitir 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 de acumulações marinhas no menor espaço de tempo e, por sua vez, adequadas às condições ambientais dessas regiões. No ano de 1975, foram inauguradas iniciativas na Bacia de Campos. As atividades no litoral do Rio de Janeiro foram possível graças ao desenvolvimento de um sistema provisório de produção - navio de sondagem adaptado para realizar produção - para o campo Garoupa (RJ).

Durante a década de 1970, a Petrobrás instalou seus primeiros sistemas flutuantes de produção coincidindo com a tendência prevalecente entre as empresas internacionais de empregar 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). No caso, o primeiro SPA entrou em operação no 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 de produção dos reservatórios marítimos. Ademais, esses sistemas reduzem os riscos associados aos projetos de investimento dos sistemas definitivos de produção (SDP's), visto que os SPA's proporcionavam melhor conhecimento das características geológicas e do potencial energético das jazidas. A partir da avaliação da estrutura e dimensão do reservatório, torna-se possível definir a viabilidade dos SDP's, sendo estes últimos constituídos por plataformas fixas. (ASSAYAG, Marcos e et alli, 1991)

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. Vale ressaltar que os anos 1981 e 1982, caracterizaram-se pela alocação de recursos mais significativa para essas áreas, os quais representaram 83,22% e 81,33% (gastos com investimento), respectivamente. A tabela III, mostra a evolução dos investimentos e a participação das atividades de E&P no volume de gastos anuais.

A elevação nos investimentos em E&P tinha 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, encontravam-se em desenvolvimento os sistemas definitivos de produção da Bacia de Campos. Estes SDP's compreenderiam o desenvolvimento dos campos de Garoupa, Namorado, Chérne, 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 dos 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 Norte e no Rio de Janeiro.

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 à taxa de crescimento de 300%. Esse 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 retirada do mar. Como mostra a tabela IV, 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.

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 infra-estrutura 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 por barril. Vale ressaltar que os SPA's eram responsáveis por 42% da produção de óleo bruto nacional. (Oliveira, 1985)

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. De fato, a produção nacional representava, em 1983, algo em torno de 34,0% do consumo interno (Alvarenga, 1985).

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 nacionais⁵.

Em meados da década passada, as pesquisas exploratórias realizadas pela empresa identificaram os campos gigantes de Marlim e Albacora (RJ). São consideradas jazidas gigantes, aqueles reservatórios com volume de óleo bruto superior a 1 bilhão de barris. Esses 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.

OFERTA DE PETRÓLEO NO PAÍS: 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 equivalentes de petróleo (bep). Como pode ser observado na tabela V, nesse período, as reservas de óleo bruto e gás natural cresceram 52,96% e 59,48%, respectivamente.

No final de 1985, as reservas provadas de 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 marítimas⁶. Como mostra a tabela VI, 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.

Com relação as reservas provadas de gás natural, no ano de 1985, estas tendiam a se equilibrar tanto na terra como no mar. Quanto aos 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 representariam 60,73%. No caso, cerca de 14,16% constituiriam os recursos potenciais terrestres, como pode ser analisado na tabela VII.

De fato, os principais recursos potenciais do país estavam localizadas em regiões onde predominam as águas profundas. Essas 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, destacam-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, esses 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.

SALTO TECNOLÓGICO DA PETROBRÁS: PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO PARA ÁGUAS PROFUNDAS - PROCAP

Na década de 1980, conforme foi ressaltado anteriormente, nenhum dos sistemas de exploração *offshore* empregados no mundo ultrapassavam a lâmina d'água de 400 metros e as maiores reservas descobertas pela Petrobrás naquele período localizam-se em profundidades de 430 até 2.100 metros. A importância desses acontecimentos deve-se ao fato de 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, particularmente Marlim e Albacora. 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, constavam 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 tornava este sistema mais apropriado às mais diversas regiões marítimas do país. Quanto às plataformas fixas, recomendaram-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 ao acompanhamento de novos sistemas de produção, com o propósito de aumentar a viabilidade técnico-econômica das atividades *offshore* no país.

Através de uma ampla consulta dentro da empresa foram levantados 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) apontar a necessidade de realizar esforços visando o conhecimento de novas concepções tecnológicas para produção submarina. Foram essas sugestões 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 - Procap**.

Essa carteira de projetos de pesquisa 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 aquelas concepções nas quais a Petrobrás tinha grande experiência. Ademais, esse programa de pesquisa tecnológica também permitiu introduzir concepções desenvolvidas pelos técnicos da empresa. Quanto aos novos sistemas *offshore* que estavam sendo desenvolvidos, foram propostos estudos visando conhecer melhor esses conceitos. Para tanto, a seleção dessas novas concepções 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 cada uma dessas alternativas entrar em funcionamento.

O Procap foi originalmente composto por cerca de 78 projetos. Durante sua execução (1986-1991), houve reavaliações dentro da empresa que julgaram necessário estender esta carteira para 109 projetos. 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 e sistemas de produção marítimos; iv) projetos de pesquisa sobre plataformas fixas.

Na carteira do Procap, observou-se que cerca de 50,47% dos projetos do programa, concentram-se as pesquisas referentes ao *ciclo de vida*⁸ dos sistemas flutuantes de produção empregando plataformas semi-submersíveis, seus subsistemas marítimos, veículo de apoio às operações submarinas (VOR's) e navios de processo. O segundo grande grupo de projetos, 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 as pesquisas de novos processos com vistas à dar apoio as atividades *offshore* e os estudos sobre o projeto conceitual⁹ de novas concepções para águas profundas corresponderam a 13,08% dos projetos Procap. Por último, participando com 11,21%, estão os projetos das plataformas fixas. De fato, a carteira do Procap teve como orientação prioritária esforços voltados ao 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. Posteriormente, as plataformas fixas com jaqueta foram excluídas da carteira de projetos do Procap, pois mostraram-se completamente inapropriadas para lâminas d'água superior a 350 metros.

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 com respeito ao desenvolvimento de inovações mais radicais. Todavia, uma característica marcante do desenvolvimento dos conceitos *offshore* mais avançados deve-se ao envolvimento de várias instituições e companhias petrolíferas, 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 que vem sendo realizados no cenário internacional.

RECURSOS FINANCEIROS APLICADOS NO PROCAP

A dotação orçamentária, destinada à execução do programa (1986-1991), foi da ordem de US\$ 68 milhões. Esses recursos foram dispendidos integralmente pela empresa. A tabela VIII mostra a execução do orçamento pelos órgãos-coordenadores do programa.

A atuação do SEGEN (Serviço de Engenharia) demandou 27,8% dos recursos totais do programa para a realização de 7 projetos. Esses 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. Entre tanto, 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 acompanharam testes para o desenvolvimento de aços especiais visando a construção das plataformas semi-submersíveis.

O CENPES (Centro de Pesquisa) 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 (Dep. de Perfuração) 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 (Dep. de Produção) necessitou de 8,6% dos recursos para coordenar cerca de 13 projetos de pesquisa. Esse 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. Essa concepção permite realizar a *completação* dos poços sobre a plataforma,

caracterizando-se fundamentalmente pela utilização de *risers*¹⁰ rígidos. Vale ressaltar que este projeto, que resulta dos esforços em pesquisa da empresa, constitui-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 (Serviço de Compras de Materiais), 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.

RESULTADOS RELEVANTES ALCANÇADOS PELO PROCAP

No ano de 1991, o Procap foi encerrado na empresa tendo logrado a execução média de 80% dessa carteira. 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 andamento já tinham logrado seus principais 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.

A carteira do Procap considerou como objetivo principal o desenvolvimento tecnológico que possibilitasse a aplicação das plataformas semi-submersíveis nas águas profundas. Nesse sentido, pode-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, 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 do Procap relacionados aos sistemas flutuantes de produção passaram a ser testados com a instalação do pré-piloto de Marlim e, posteriormente, do piloto. 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, esses 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 as 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 do órgão de engenharia da empresa voltados para as atividades de E&P.

CONCLUSÃO

O último decênio foi marcado por uma significativa evolução na produção local de hidrocarbonetos. De fato, no começo da década de 80, a Petrobrás extraiu cerca de 187 mil bd, o que correspondia a 16,74% da oferta interna. Em 1992 essa companhia produzia, através das fontes locais, 655 mil bd de óleo bruto, representando 55% do consumo local, sendo que 70% procedente de regiões *offshore*.

Vale ressaltar que a realização de esforços em P, D&EB orientadas para as áreas submersas promoveram internacionalmente a Petrobrás. Foi-lhe, até mesmo, outorgado o prêmio da Offshore Technology Conference (OTC) pelo desenvolvimento de tecnologia voltada para águas profundas (PROCAP).

Em 1992, as reservas potenciais da companhia em LDA, até 1000 m, era de 5,5 bilhões de bbl. Através de pesquisas geológicas em andamento acredita-se que essas reservas podem ser consideravelmente maiores nas regiões que ultrapassam 1000 m profundidade. Caso essas estimativas venham a ser confirmadas, a oferta interna de petróleo poder

ampliar-se significativamente contribuindo para proporcionar autosuficiência energética ao país.

NOTAS

¹ Este texto é uma síntese com ligeiras modificações de minha dissertação de mestrado. Gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Newton Muller pelas contribuições durante a elaboração da dissertação. Para maiores detalhes ver Freitas (1993).

² Doutoranda da Área Interdisciplinar de Planejamento de Sistemas Energéticos

³ Termo empregado para medir a distância entre o solo marinho e a superfície do mar.

⁴ Nesse período, as plataformas não se diferenciavam fundamentalmente daquelas instaladas no continente. Todavia, essas estruturas eram mais pesadas para resistir às condições ambientais. Nesse período, as plataformas não se diferenciavam fundamentalmente daquelas instaladas no continente. Todavia, essas estruturas eram mais pesadas para resistir às condições ambientais.

BIBLIOGRAFIA

ALVARENGA, Maurício Medeiros de. "Produção de petróleo no Brasil: Evolução e Perspectivas". in LAROVERE et alli (org.). Economia e Tecnologia da Energia. Rio de Janeiro: Editora Marco Zero/Finep, 1985, pg.39-83.

ASSAYAG, Marcos; BARUSCO, Pedro; FRANÇA, Luciano. "A atividade offshore no Brasil: Histórico". Rio de Janeiro, Petrobrás, 1991. 21p. (mineo)

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Brasília: MME/DNPM, 1990. 139p.

CANUTO dos SANTOS Fg, Otaviano. Processos de Industrialização tardia: o "paradigma" da Coreia do Sul Campinas: UNICAMP/IE, 1991. p.71.

CHAMPLON, D. "L'exploration pétrolière offshore: production et sécurité". Revue de L'Institut Français du Pétrole. Paris, v.39, n.3, pg.267-289, mai-juin, 1984.

DUFOND, Robert. "L'offshore de main". LA RECHERCHE, Paris, n.208, pg. 24-28, mars, 1989. (suplemento)

FREITAS, Adriana Gomes de. Capacitação tecnológica em sistemas de produção para as águas profundas: O caso da Petrobrás. Campinas: IG/UNICAMP,

⁵ As reservas provadas, constituem-se pelas jazidas onde as pesquisas exploratórias já possibilitaram a medição da dimensão do reservatório

⁶ Os recursos potenciais referem-se ao somatório dos recursos prováveis e possíveis de serem definidos em um determinado ambiente geológico.

⁷ PETROBRÁS. Documento Interno. CENPES 10-3588/86. Referência: Tecnologia para Exploração em Águas Profundas

⁸ 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

⁹ Projetos conceituais se constituem pelos estudos e análises que subsidiam a definição e desenvolvimento do projeto básico da infraestrutura, dos sistemas de produção, seus equipamentos e componentes

1
Equipamento que serve para perfuração e posteriormente para o escoamento de óleo cru

Dissertação de mestrado. 1993 167p.

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

GIRAUD, André; LA TOUR, Boy X. Geopolitique du pétrole et du gaz naturel. Paris: Technip, 1987. 418p.

KATZ, J.(ed.) Technology Generation in Latin American Manufacturing Industries. Londres:MacMillan,1987. p.549

LALL, Sanjaya. "Technological Learnings in the Third World: some implications of technology exports".in STEWART, F.; JAMES, J. (org.) The economics of new technology in developing countries. Londres: Frances Pinter, 1982. pg.157-179.

LA TOUR, Boy X. de; LEUCH, H. "Le Nouvelles Techniques de Mise en Valeur des Ressources d'hydrocarbures". Revue de L'Institut Français du Pétrole.Paris,v.36, n.3, pg. 251-280, mai-juin,1981.

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

PERRODON, Alain. Historire des Grandes Découvertes pétrolières - un certain art de l'exploration. Paris: Elf Aquitaine/Masson, 1985. pg. 139-152

PETROBRÁS. Documentos Oficiais - vários anos.

----- Relatório de Atividades - vários anos.

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

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

WHITEHEAD, Harry. An A-Z of Offshore Oil&Gas - An Illustrated Internacional Glossary and Reference Guide to the Offshore Oil&Gas Industries and their Technology. Houston: Gulf Publishing Company, 1981. 646p.