

JOSÉ ANTONIO ROCHA GONTIJO FILHO

**A RETOMADA DA INDÚSTRIA NAVAL NO BRASIL: CARACTERÍSTICAS E
POTENCIALIDADES NA CONSTRUÇÃO DE PLATAFORMAS OFFSHORE**

MONOGRAFIA APRESENTADA NO INSTITUTO DE
ECONOMIA DA UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS COMO REQUISITO PARA A CONCLUSÃO
DO CURSO DE GRADUAÇÃO EM ECONOMIA.

ORIENTADOR: PROF. DR. FERNANDO SARTI

CAMPINAS

2011

Índice

Conteúdo

Resumo	5
Introdução	6
Cap 1: Transformações na indústria de petróleo e evolução na produção de plataformas de exploração de petróleo: questões relevantes para compreensão do caso brasileiro	8
1.1 - Evolução da Produção e Investimentos Offshore: características importantes para a demanda de equipamentos.....	8
1.2 - Evolução das trajetórias tecnológicas na indústria offshore.....	9
1.3 - Evolução da produção de plataformas: principais países e empresas	11
1.3.1 - Pioneirismo americano e o surgimento da indústria offshore	11
1.3.2 - Mar do Norte e a emergência de sistemas flexíveis e flutuantes.....	13
1.3.3 – Outros grandes fabricantes de plataformas: Ásia e suas especificidades.....	14
1.4 - Evolução recente do mercado mundial de plataformas flutuantes e a convergência em torno de FPSO.....	20
Cap 2: Indústria naval brasileira e a produção nacional de plataformas – características gerais.....	21
2.1 - Ciclos da indústria naval brasileira, produção de estruturas offshore e características centrais da retomada recente.....	23
2.1.1 - Comparação entre SPF e as TLP	25
2.2 - A produção offshore – Petrobras.....	26
2.2.1 - Procap 1000: O início da exploração no segmento Offshore entre 1986-1991.....	29
2.2.2 Procap 2000: Aprendizado e desenvolvimento da pesquisa interna na Petrobras entre 1993 – 1999.....	30
2.2.3 Procap 3000: Pesquisa da Petrobras entre 2000-2006.....	33
2.3 - A indústria Naval recente	34
Cap 3: Encomendas da Petrobras e o novo ciclo da indústria de plataformas no país: nova oportunidade para desenvolvimento da indústria local através do Pré-sal.....	36
3.1 Pré-sal	37
3.1.1 A qualidade do óleo do pré-sal.....	38
3.1.2 O valor estratégico do petróleo do Pré-sal.....	39

3.2 - Perspectivas para a Indústria Naval, através da nova demanda do Pré Sal	40
3.3 Produzir a custo Asiático.....	42
3.4 Ações para uma retomada segura	43
Conclusão.....	48
Bibliografia:.....	49

Resumo

Os anos 2000 têm sido especialmente positivos para a indústria naval brasileira. Após mais de uma década de crise, fechamentos de empresas e postos de trabalho, desatualização tecnológica e endividamento, o setor tem se reaquecido, especialmente em função de uma crescente demanda por parte da Petrobrás.

A produção de plataformas de exploração de petróleo (plataformas offshore) teve um papel de destaque dentro desta retomada, especialmente após 2003, quando a Petrobrás optou por ampliar o papel de estaleiros nacionais em suas aquisições. Esta nova realidade, bem como as perspectivas de grandes avanços na indústria petrolífera e naval no Brasil indicam a necessidade de aprimorar e discutir estratégias de política industrial para o setor.

Este trabalho pretende contribuir para este debate, identificando algumas das principais características do setor plataformas offshore, destacando as principais transformações ao longo da década atual. Além disso, pretende analisar os principais players, sua evolução recente e algumas das potencialidades e desafios para o setor nos próximos anos, olhando as perspectivas do pré-sal.

Palavras Chave: Offshore, Petrobras, Pré-sal, Plataforma

Introdução

Os últimos anos foram extremamente favoráveis para a indústria naval em todo o mundo. As encomendas se elevaram e os estaleiros tiveram sua capacidade de produção ocupada, mesmo após investimentos em estaleiros de vários países.

No segmento de plataformas, situações similares estiveram presentes. No que tange à demanda, a elevação dos preços de petróleo ao longo da década, além de elevar as encomendas de petroleiros, acarretou em grande evolução nas aquisições de estruturas e equipamentos para produção offshore. Além disso, a grande busca por reservas de hidrocarbonetos levou as empresas petrolíferas a buscar fontes não convencionais de petróleo, especialmente reservatórios em águas profundas e ultraprofundas. Esta evolução levou importante crescimento do uso de plataformas offshore em todo o mundo.

O mercado aquecido, assim como em quase todo o setor naval, elevou preços das estruturas (assim como os de insumos), e os prazos de entrega. Além disso, as plataformas de exploração de maior valor e tecnologia mais sofisticada, como as plataformas flutuantes, ganham maior importância.

No Brasil, a indústria naval também apresentou importante evolução. Aproveitando maior direcionamento da demanda da indústria petrolífera nacional, especialmente da Petrobrás, as encomendas de embarcações e plataformas se elevaram, viabilizando gradual ressurgimento da produção nacional e do emprego no setor.

As plataformas de produção são parte importante nesse ressurgimento. Com valores superiores ao de embarcações convencionais, especialmente as plataformas flutuantes mais complexas, estas estruturas configuram um mercado importante dentro da indústria naval, ainda que em termos mundiais, dado o relativamente baixo número de encomendas, não propicie um volume de negócios comparável aos segmentos de petroleiros, graneleiros ou porta contêineres. No caso brasileiro, onde as encomendas dessas embarcações foram retomadas apenas recentemente, com o PROMEF, os valores de encomendas de plataformas fazem deste mercado um dos mais importantes para a indústria naval no país.

Esse ponto assume destaque ainda maior após 2003, quando a Petrobrás, iniciou uma política de explícito direcionamento aos estaleiros nacionais, ainda bastante sucateados, com

baixa capacitação tecnológica e baixa produtividade de recursos humanos – resultado de anos de inatividade. As recentes descobertas na camada pré-sal da costa brasileira ampliam o interesse pela indústria naval offshore no Brasil. O potencial das descobertas, em termos de volumes de encomendas e de possíveis impactos tecnológicos é considerado bastante expressivo. A Petrobrás e empresas nacionais tem anunciados projetos de encomendas e investimentos com potencial para transformar o país em um dos maiores mercados de estruturas de produção offshore, assim como de embarcações de apoio.

Este trabalho tem como objetivo contribuir para a compreensão das potencialidades, deficiências e necessidades de política para a indústria de plataformas. A caracterização da evolução recente do setor, dos principais players (produtores, demandantes), tendo como pano de fundo as características desse segmento em todo o mundo, pode contribuir para a identificação de pontos fortes e frágeis da produção nacional.

Cap 1: Transformações na indústria de petróleo e evolução na produção de plataformas de exploração de petróleo: questões relevantes para compreensão do caso brasileiro

Esta seção discute alguns elementos para compreensão da dinâmica da indústria naval *offshore*, com destaque para as plataformas de produção de petróleo. São apresentadas as principais transformações na demanda dessas estruturas ao longo das últimas décadas, suas implicações sobre a tecnologia da indústria e algumas das tendências recentes no setor.

1.1 - Evolução da Produção e Investimentos Offshore: características importantes para a demanda de equipamentos

A descoberta de poços e bolsões de petróleo e gás nos mares (*offshore*) é evento relativamente recente na indústria petrolífera. Somente a partir da década de 1960 a produção comercial em plataformas *offshore* tem início efetivo, acelerando a partir dos anos 1980. Essa evolução da produção *offshore* é central para compreender a trajetória da indústria em estudo, caracterizada como um setor de bens de capital sob encomenda, dependente da evolução dos investimentos na indústria de petróleo.

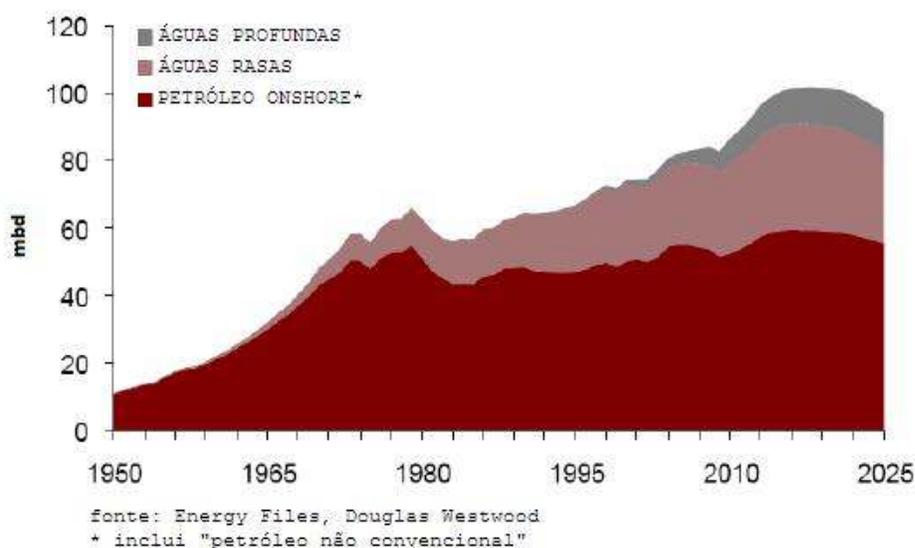
A produção de petróleo em águas marítimas teve início no pós-guerra e ganhou destaque especial após os anos 1970, com a produção americana e a emergência do Mar do Norte como uma nova alternativa estratégica para oferta de óleo e gás, tanto para os países consumidores quanto para as empresas de petróleo de países centrais.

A busca por novas fontes de energia após os choques de petróleo e a nacionalização de reservas do mesmo produto, acelerou as buscas em novas províncias *offshore* e fez com que a participação na produção mundial crescesse desde então. No início dos anos 1970 a produção *offshore* representava pouco mais de 15%. Na década de 1990 essa produção já representava 26% e, mais recentemente (2009) cerca de 33% (Bourbon, 2009). Esses dados podem ser vistos no gráfico 1, que também apresenta projeção para os anos seguintes, com contínuo crescimento da referida participação, que atingiria 35% início dos anos de 2020.

Um segundo ponto ainda pode ser observado no gráfico 1. A partir dos anos 1990, a exploração *offshore* pode ser “separada” em duas categorias: a produção em águas rasas e águas profundas (lâmina d’água acima de 400m), que ganha participação nesses últimos anos. Essa evolução da produção em águas profundas se acelera a partir da presente década, quando o ciclo

de preços de petróleo induziu a uma campanha exploratória vultosa, com avanço sobre as chamadas “reservas não convencionais” – águas ultra-profundas, reservas do ártico, de petróleo ultra pesado ou areias betuminosas (RUAS, 2008a). Com essa nova demanda e esse novo tipo de exploração, foi necessário que a indústria petrolífera e para-petrolífera se adaptassem a novos tipos de Exploração e Produção (E&P), sendo assim necessária que se fossem feitas alterações nos perfis das plataformas (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008).

Gráfico 1- Produção Mundial de Petróleo (e projeção) 1950 – 2025
(em milhões de barris por dia)



Em síntese, os últimos 30 anos apresentaram alterações importantes na indústria offshore: rápido crescimento da demanda e crescimento da participação de águas profundas. Essas mudanças, por sua vez, conduziram alterações na demanda de equipamentos para E&P e condicionaram as trajetórias tecnológicas da indústria de plataformas, como apresenta a seguinte seção deste trabalho.

1.2 - Evolução das trajetórias tecnológicas na indústria offshore

As transformações apresentadas na seção 1.1 explicam parte da evolução nas plataformas ao longo das últimas décadas.

Ortiz Neto e Shima (2008) citam três trajetórias tecnológicas que se desenvolveram ao longo do desenvolvimento da indústria *offshore* no século XX: Sistema Rígido (ou fixo) de Produção (SRP); Sistema Flexível (ou híbrido) de Produção (SFP) e; Sistema de Produção Flutuante (SPF). Apesar de cada província apresentar combinações de distintos tipos de plataforma, podemos associar essas três frentes tecnológicas com a evolução de províncias petrolíferas onde se destacaram mais. As plataformas fixas possuem forte influência da tecnologia de produção onshore. Surgiram e tiveram destaque no Golfo do México, com a produção em águas rasas. No Mar do Norte, mais especificamente no Reino Unido e Noruega, as plataformas flexíveis ganham maior peso. No Brasil, devido à importância do desenvolvimento das descobertas em lâmina d'água na fronteira de 1000m no início dos anos oitenta, foi necessário o desenvolvimento de plataformas flutuantes.

De fato, a indústria de equipamentos de exploração offshore apresenta trajetórias bastante condicionadas pela evolução das estratégias de investimento na indústria petrolífera. Além das encomendas, essas empresas participam do desenvolvimento projetos, da engenharia, do P&D na indústria.

As transformações e multiplicidade nas características das reservas descobertas desde os anos oitenta, que alteram condições de temperatura de operação de estruturas, profundidade, distância do continente, critérios SMS, logística, dentre outros elementos, mantiveram a atividade de construção de estruturas e de engenharia de complexos produtivos marítimos com uma dinâmica tecnológica intensa (RUAS, 2008b; DEZEN, 2001).

Sendo assim, ao longo da história recente, diversas opções de plataformas se tornaram disponíveis para produção offshore, cada uma delas com características específicas para sua área de atuação, volume de reservas e produção planejada.

As plataformas fixas, com evolução tecnológica mais consolidada, são estruturas para produção em águas rasas, basicamente caracterizadas por estruturas fixas no solo marítimo (jaqueta), geralmente conectadas a tubulações e dutos de transporte de hidrocarbonetos para o continente. Esse tipo de estrutura atinge profundidades (lâmina d'água) de até 350 metros e permite grande capacidade de carga no deck. Uma segunda alternativa, bastante utilizada para produção em águas de baixa profundidade, são as plataformas elevatórias (jack-ups). Essas

^a Relatos sobre inovações na indústria *offshore* podem ser encontradas no *Offshore Energy Center's Hall of Fame* (<http://www.oceanstaroec.com/fame/index.htm>). Acessado em dezembro de 2009.

plataformas, também denominadas Mobile Offshore Units (MOU), se caracterizam por três ou mais estruturas que se fixam no solo marinho, mas são capazes de se elevar e rebaixar, permitindo que a plataforma se adapte a distintas localidades. Essas MOU podem ser transportadas (rebocadas, transportadas sobre embarcações ou por propulsão própria) entre diversas localidades e têm grande flexibilidade para atuar em distintas reservas ao longo de sua vida útil.

As plataformas flutuantes ganharam importância conforme as buscas em águas profundas e ultra-profundas foram se tornando uma realidade para a indústria petrolífera. Estas plataformas são encontradas em diversos tamanhos, formatos e capacidade de produção. Plataformas semi-submersíveis, TLP (Tension Leg Platform), Mini TLP, Spar e FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) são algumas das principais estruturas que se desenvolveram a partir da década de setenta, mas com impulso bastante amplo após os anos noventa. Com flexibilidade para atuar em lâmina d'água pouco profunda (100 m), ou viabilizar logísticas para atuar em mares mais revoltos, ultra-profundos (3.000 m de lâmina d'água) e/ou longe de infraestrutura fixa de transporte, as distintas opções de produção e perfuração flutuante têm ganhado espaço no upstream (exploração e produção de petróleo) da indústria petrolífera. (anexo 1).

1.3 - Evolução da produção de plataformas: principais países e empresas

1.3.1 - Pioneirismo americano e o surgimento da indústria offshore

Inicialmente a primeira produção offshore foi feita de forma bastante rudimentar, descoberta no estado da Califórnia, tratava-se de uma adaptação rústica da tecnologia onshore transferidas para o mar. Este primeiro poço possuía uma profundidade de aproximadamente 6 metros e ficava a distância de 15 metros da praia. A estrutura era composta por um conjunto de cavaletes instalados em terra, que possuíam bombas de prospecção e dutos para a transferência do petróleo. Em função da tecnologia ainda precária para a exploração offshore, não era possível avançar na exploração em profundidades superiores as 15 metros.

Estragos e destruição das plataformas em terra devido às adversidades climáticas (furacões) da região fizeram com que houvesse o desenvolvimento de novas tecnologias específicas offshore. Com isso, começou a surgir atividades e negócios exclusivamente dedicados a exploração no mar. Com a evolução tecnológica, duas inovações podem ser destacadas, a primeira foi o surgimento de uma plataforma que dispensava o uso de cavaletes, sendo assim,

tratou de ser o primeiro processo de exploração *offshore* que independente do controle terrestre (Lago Maracaíbo em 1920). A segunda foi o caixão pneumático, que era uma estrutura que ficava entre as “pernas” da plataforma e que facilitava o deslocamento e sustentabilidade. Porém, foi apenas com a migração para o Golfo do México que podemos marcar como a nova trajetória tecnológica (AUSTIN et al, 2004).

O primeiro poço *offshore* perfurado e que foi o símbolo do início da atividade de exploração no Golfo do México foi em 1911. Dois fatores limitavam uma maior dinâmica dessa forma de exploração: não existiam equipamentos de alta precisão para detectar campos submersos e a estrutura de exploração era dependente do controle terrestre. Para o primeiro entrave, a solução veio a partir da primeira Guerra Mundial e nos anos 30 com o desenvolvimento de sismógrafos e sísmicas (permitiam a detecção mais precisa de grandes reservatórios de águas marítimas mais profundas, isto é, além de 100 metros). Mesmo com a evolução das tecnologias, como os cavaletes aperfeiçoados, que resistiam relativamente bem aos desastres naturais (furacões), a exploração ainda estava muito limitada por ser dependente do controle terrestre. Essas dificuldades impuseram a necessidade de se estabelecer uma direção para a pesquisa e desenvolvimento relacionados ao segmento *offshore*. As pesquisas levaram à duas direções: plataformas grandes, com maior peso e capazes de resistir a furações e capacidade de estocar petróleo, mas com um custo elevado; e plataformas pequenas mais fáceis de serem montadas e de menor custo. Ambas com estruturas independentes do controle terrestre. Assim, em 1947 as companhias de pesquisa decidiram por priorizar a segunda linha de plataformas (AUSTIN et al, 2004).

Com essa primeira explanação, podemos fazer uma pequena evolução da trajetória do SRP, cuja primeira plataforma independente da história *offshore* foi a Kermac 16. Com essa nova trajetória de exploração, começou uma nova corrida pelo petróleo no Golfo, onde em apenas cinco anos, já havia aproximadamente 70 unidades de exploração. A complexidade de exploração do segmento *offshore* em relação ao clima, força e altura das ondas forçou a busca do conhecimento de caráter mais multidisciplinar lançando as bases para a formação de um sistema de setorial de inovação (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008). Foram surgindo assim importantes inovações como: novo sistema de ancoragem mais seguro para barcos das tripulações; sistema de perfuração; estruturas de sustentação das plataformas fixas, embarcações de perfurações; primeira

sísmica digital; primeiro duto de transporte de petróleo flexível. Em função desse intenso avanço tecnológico nos anos de 1960, a produção *offshore* chegou a 127 milhões de barris.

Como no final da década de 60 ainda existiam para serem explorados campos que, hoje, são consideradas águas rasas (até 400 m), as pesquisas continuavam no sentido de ampliar a eficiência do SRP. Em outros termos, por mais que as condições climáticas tivessem alterado as expectativas tecnológicas a ponto de se repensar em novas soluções para a exploração *offshore*, essas soluções se restringiram a um mesmo padrão tecnológico (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008).

Uma nova alternativa surge com as descobertas de petróleo submarino no Mar do Norte, onde havia campos em águas mais profundas, portanto seria necessário um novo sistema de produção, adaptado a novas profundidades. Ganham espaço, novas alternativas tecnológicas, abrindo oportunidades de negócio para novas empresas e países.

1.3.2 - Mar do Norte e a emergência de sistemas flexíveis e flutuantes

As primeiras descobertas significativas de hidrocarbonetos na Europa ocorreram na Holanda em 1959, mas novas pesquisas indicaram que a maior parte das reservas estava localizada no Mar do Norte próximos ao Reino Unido e Noruega. A produção nestas bacias teve início em 1969, porém a atividade comercial teve início em 1971, por intermédio de plataformas fixas.

Nesse mesmo ano foi criada uma companhia estatal norueguesa, a Statoil que ficou responsável por 50% ou mais em todas as concessões norueguesas. Com os anos, a empresa difundiu o uso de plataformas fixas do tipo jack-up (auto-elevatórias) com caixão pneumático. A escolha dessas plataformas foi em função da características dos campos noruegueses, grandes horizontalmente, mais pouco espessos. Podemos destacar mais algumas inovações feitas pelos noruegueses como: a tecnologia de perfuração horizontal; a sísmica em 4D; entre outras. Porém, a contribuição principal dessa região foi em atividades relacionadas em P&D, fundamentais para a evolução de novos tipos de plataformas, desenvolvidas mais no Reino Unido.

No Reino Unido e, principalmente, na Noruega, foram criados fundos de estímulo às pesquisas e instituições voltadas para o suporte dessas atividades em conjunto com as empresas petrolíferas. Essas instituições foram de grande importância para o desenvolvimento tecnológico e econômico da exploração de petróleo em águas do Mar do Norte e viabilizaram a consolidação de dois grandes clusters de oferta de equipamentos e serviços: Aberdeen (Reino Unido) e Stavanger (Noruega) (Hatakenaka et al, 2006).

Foi em um campo do Reino Unido, que foi instalado o primeiro SPF com uma plataforma semi-submersível de produção (SS-FPU) em 1975. Essa plataforma era uma embarcação de perfuração adaptada para servir também como unidade de produção. Essa plataforma foi um importante avanço, assim empresas localizadas na região britânica continuaram a buscar um novo modelo tecnológico mais eficiente do que as plataformas fixas, diante do interesse de ampliar a profundidade da exploração. Foi assim que em 1984 foi criada uma nova SFP, a Tension Leg Plataform (TLP), que se tornou um dos mais difundidos do mundo. A TLP é caracterizada por um sistema de flutuadores semelhantes ao de uma plataforma flutuante, e por uma estrutura de sustentação flexível, não rígida como nas plataformas fixas, mas que não permite um posicionamento tão dinâmico como nas plataformas flutuantes, sendo assim um modelo híbrido de plataformas (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008).

O sucesso da TLP foi tão grande que no início dos anos 90, essa tecnologia foi implantada no Golfo do México, pois nessa região ainda eram utilizadas SRP. Esse sistema começava a ficar inviável, pois segundo Ortiz Neto e Shima, as plataformas fixas possuem uma escala de custo exponencialmente crescente em relação à profundidade instalada, sendo assim começavam a se tornar inviável sua utilização em campos mais profundos.

1.3.3 – Outros grandes fabricantes de plataformas: Ásia e suas especificidades.

Saindo do eixo Golfo do México e Mar do Norte, podemos destacar alguns outros países que cresceram na produção de sistemas flutuantes, em sua grande maioria se beneficiando de sua indústria naval. Um grande destaque dos investimentos realizados nos últimos anos e em curso está relacionado em parte à indústria chinesa. Os chineses cresceram rapidamente na indústria naval como um todo, tentando se aproximar dos japoneses em entregas e têm a pretensão de superar a líder Coréia em meados da próxima década.

Esse avanço chinês foi recebido com uma vigorosa resposta e, investimentos em capacidade produtiva (Coréia), maior especialização, padronização e gestão (Japão) e busca de mercados mais complexos (GNL, cruiser ships, químicos) pelos coreanos e europeus. A Tabela 1 ilustra a contribuição para a expansão projetada de capacidade dos três principais países produtores e do resto do mundo. Nota-se que a Coréia, assim como em novas demandas, mantém destaque absoluto e o Japão, que perdeu espaço na demanda a partir de 2006, participa com importância relativamente menor do que os concorrentes asiáticos líderes. (RODRIGUES E RUAS, 2009).

Tabela 1 – Contribuição para o crescimento projetado de capacidade no período 2009/2012

	China	Japão	Coréia	Resto do Mundo	Total (em mil CGT)
2009	32,74%	19,30%	39,88%	8,08%	100% (53.567)
2010	34,40%	18,91%	39,23%	7,45%	100% (57.976)
2011	34,48%	18,89%	39,20%	7,43%	100% (60.932)
2012	33,85%	18,55%	40,49%	7,12%	100% (65.185)

Fonte: World Yards

Como mencionado, estes três países aproveitam economias de escopo importantes oriundas da produção de embarcações. Seu amplo domínio sobre a produção de embarcações permite a estas empresas competitividade ímpar na conversão de embarcações para FPSO ou mesmo na construção de semi submersíveis.

Outros países Asiáticos também ampliaram suas produções de sistemas flexíveis e flutuantes. Dentre eles, podem ser destacados Cingapura, Índia e Vietnã, que adotaram estratégias mais específicas que os três grandes produtores navais. Na maioria dos casos a participação estatal foi importante. A indústria naval de Cingapura, por exemplo, beneficiou-se de sua localização geográfica, da tradição histórica como entreposto e local para reforma de embarcações e, com apoio direto e indireto de políticas de Estado, construiu uma das mais importantes indústrias de equipamentos *offshore*. Ao longo dos últimos anos a Cingapura consolidou duas das maiores empresas do segmento *offshore* (Keppel e SembCorp Jurong), com produção internacionalizada em diversos países e continentes, como pode ser visualizado na figura 1.

Ainda em relação à Cingapura, percebe-se uma a estratégia orientada especialmente para a produção as MODU, diferentemente do que ocorre na China, Coréia e no Japão, mais voltados para sistemas flutuantes, que utilizam suas capacitações na indústria naval *strictu sensu*. As duas maiores empresas de Cingapura, possuem uma presença destacada na oferta para várias províncias de produção, através de uma internacionalização produtiva expressivamente maior do que a das empresas líderes do setor naval tradicional. Cabe mencionar que a referida importância das MODU nas estratégias de *players* cingapuranos não significa que tais empresas não

participem do mercado de estruturas flutuantes, nos quais também têm se destacado, inclusive atendendo encomendas para a Petrobras.

Figura 1 – Grupo Keppel Fels: Estrutura operacional *



* Dezembro de 2008.

Fonte: www.keppelfels.com.sg

As tabelas 2, 3 e 4 apresentam dados coletados junto à base Lloyd's Fairplay, que disponibiliza os registros das embarcações em operação em 2006. A base oferece também dados para algumas estruturas utilizadas em atividades de E&P, como drillships, FPSO, Semisubs, MODU, e navios aliviadores. Como indicam as empresas responsáveis pela construção e os países dos estaleiros utilizados, ainda que apresentem limitações para avaliação do mercado de plataformas fixas e algumas estruturas importantes (TLPs, SPAR, dentre outras), permitem a caracterização de alguns elementos chave da indústria naval offshore.

Como apresenta a discussão anterior, a tabela 2 ilustra os principais players na produção de estruturas *offshore*, e destacam os asiáticos Japão, Coreia e China, líderes na produção de FPSO. Em semi-submersíveis, Japão, Coreia e Cingapura são destaques absolutos, seguidos por EUA que, junto com Cingapura e Japão, são líderes na fabricação de MODU auto elevatória. Outros países também se apresentam como destaques: Reino Unido, Finlândia, Suécia e Espanha se beneficiam da produção offshore europeia. Canadá, Rússia e Brasil também

apresentam alguma produção de plataformas, e valem-se da produção de hidrocarbonetos em seus países ou em regiões próximas.

A tabela 3, por seu turno, apresenta a evolução histórica dos principais países na produção de SPF e SFP, tomando como base suas empresas. Consegue-se ver que houve momentos distintos de produção nos anos de 1978-1985 e entre 1985-2006. No primeiro período, empresas japonesas, americanas e de Cingapura se destacavam, enquanto outras como as francesas, canadenses e britânicas, possuíam uma produção razoável. Porém, no segundo período (1985-2006), essa produção se concentrou em alguns *players*, como os de Cingapura e Estados Unidos. Essa alteração dos *players* foi devido principalmente a estratégias planejadas e amparadas pelo Estado – demandante, financiador e promotor de laços inter-setoriais, do comércio exterior e do desenvolvimento tecnológico -, o que permitiu aos estaleiros aproveitarem momentos oportunos na conjuntura mundial para ocupar espaços na oferta mundial (SABBATINI, 2007). Além disso, as vantagens iniciais dos países produtores de navios se tornam, aparentemente, menos importantes quando a tecnologia offshore se desenvolve e as empresas especializadas desenvolvem capacitações específicas. O Brasil aparece nos dois períodos como um coadjuvante, mas cabe destaque para o fato de possuir empresas de capital nacional na produção de plataformas

**Tabela 2 – Principais Construtores de Sistemas de Produção Flutuantes e Flexíveis
(1978 – 2006) - em unidades**

Países	Drill - ship	Floating Storage Offtake	FPSO	Self-Elevating Mobile Offshore Drilling Unit	Semi Submersible Mobile Offshore Drilling Unit	Total Global
Japão	1	12	12	34	24	83
Cingapura	2	0	4	59	14	79
EUA	0	0	2	59	9	70
Coréia do Sul	9	5	20	4	24	62

China	2	0	10	3	6	21
Reino Unido	3	1	4	6	4	18
Finlandia	5	1	1	2	7	16
Suécia	0	2	0	4	7	16
Canadá	1	0	0	10	1	12
Espanha	3	1	6	0	2	12
Rússia	1	0	0	3	6	10
Brasil	0	1	3	4	0	8

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lloyd's Register Fairplay

Tabela 3 – Evolução Histórica das Empresas dos Países – 1978-2006

Países	1978-1985	1985-2006
Brazil	3	1
Canada	9	1
France	10	0
Japan	43	1
Singapore	36	23
United Kingdom	6	0
United States	43	16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lloyd's Register Fairplay

Outra análise possível pelos dados Lloyds trata as principais empresas que atuam nesse nicho. A tabela 4 mostra quais foram as que mais se destacaram, sendo as empresas asiáticas (Hitachi, Samsung, Hyundai, Daewoo, grandes produtores da indústria naval *strictu sensu*) as que sobressaíram. Além dessas, há também empresas norte americanas (destaque para

Le Tourneau, dona de um projeto amplamente utilizado de auto elevatórias) e empresas de Cingapura, como a Keppel FELS.

Tabela 4 – Principais Empresas fabricantes de plataformas* - por tipo de estrutura (1978-2006)

Países	Drill - ship	Floating Storage Offtake	FPSO	Self-Elevating Mobile Offshore Drilling Unit	Semi Submersible Mobile Offshore Drilling Unit	Total Global
Hitachi Zosen Corp	1	2	2	19	5	29
Samsung Heavy Industries Co	7	2	12	1	0	22
Far East- Levingston	2	0	3	12	4	21
Hyundai HI - Ulsan	0	3	6	2	9	20
Daewoo	0	0	1	2	14	17
Keppel FELS	0	0	1	14	2	17
Mitsui Engineering & Shipbuild	0	2	2	5	8	17
Le Tourneau - USA	0	0	0	16	0	16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Lloyd's Register Fairplay

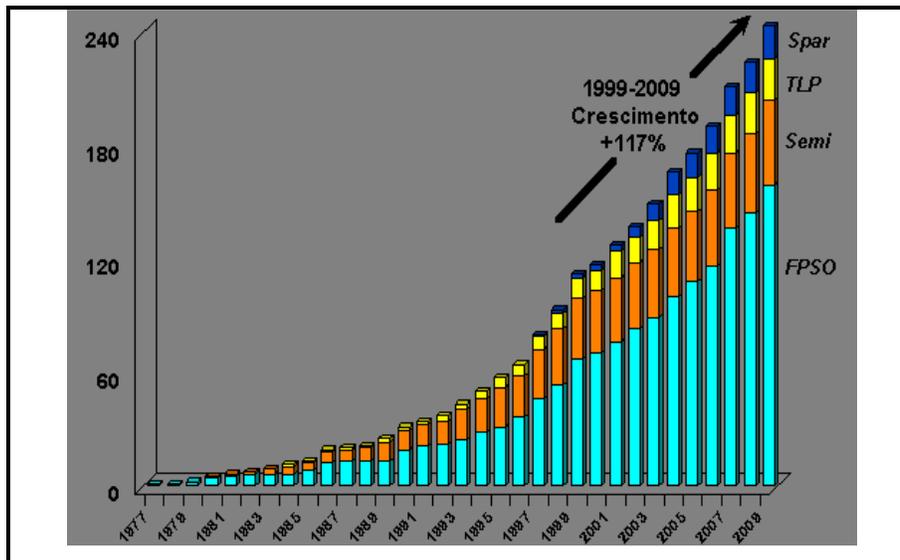
* Plataformas flutuantes em operação em 2006

1.4 - Evolução recente do mercado mundial de plataformas flutuantes e a convergência em torno de FPSO.

Como discutem Rodrigues e Ruas (2008), a significativa ampliação dos investimentos na indústria petrolífera após 2003 foi responsável por um cenário de grande aquecimento da demanda e dos preços no mercado de equipamentos e serviços para a indústria petrolífera.

O aumento da escala de operações no mar e uma relativa difusão da atividade exploratória em águas profundas por diversas províncias petrolíferas (Ásia, África, Oceania, America do Sul e Golfo do México) fizeram com que o mercado de estruturas flutuantes apresentasse uma das principais taxas de crescimento da indústria. Uma parte desse sucesso está associada a sua flexibilidade logística, que permite avanço da produção sem estruturas de transporte fixas, através de tanqueiros de transporte (FSO – Floating Storage Offloading ou shuttle tankers), além de maior flexibilidade para produção de múltiplos poços (RUAS, 2008b).

Gráfico 2 – Plataformas Flutuantes de Produção Instaladas, por tipo de estrutura (1977 a 2009)



Fonte: International Maritime Association (IMA).

O gráfico 2 ilustra a evolução da instalação de estruturas flutuantes de produção desde o final dos anos 1970. De maneira geral, nota-se que somente após os últimos anos da década de 1980 sua utilização ganhou maior destaque. Além disso, percebe-se a dominância das

FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) sobre os demais “floaters” de produção, com cerca de 65% do total em 2009.

Essa ampliação da escala de utilização de FPSO, como apresenta RUAS (2008), evidencia repercussões importantes para o estudo da indústria brasileira de plataformas de produção.

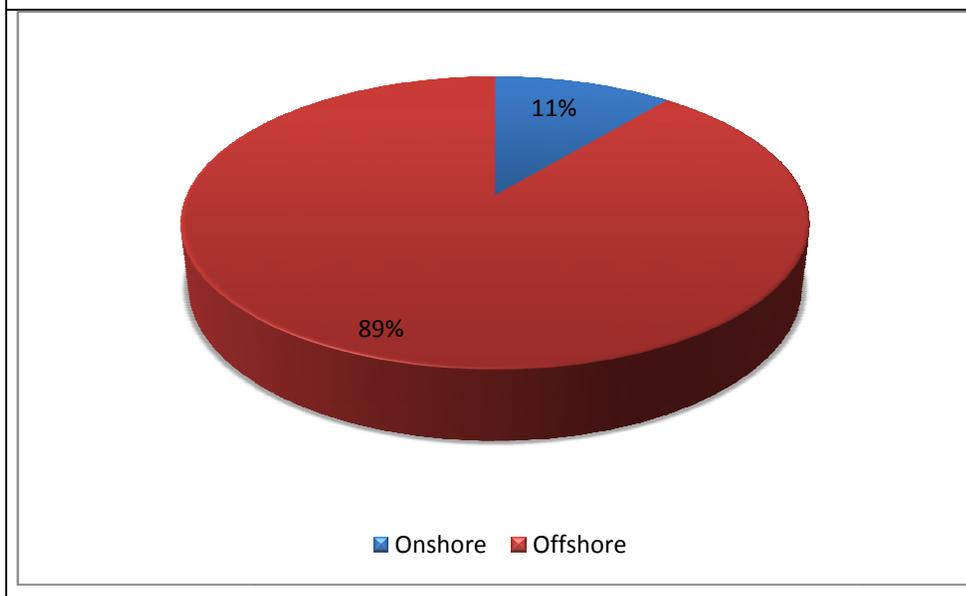
Como apresenta Ortiz Neto (2006), a Petrobras foi pioneira e adquiriu experiência única na utilização dessa solução logística, especialmente no caso das FPSO, mas também em semi-submersíveis, na Bacia de Campos. Essa experiência, que se refletiu em importantes encomendas ao longo das últimas décadas, está estruturalmente associada ao desenvolvimento da produção em Bacias confrontantes aos estados do sudeste Brasileiro (Bacia de Campos e Santos). O crescimento da atividade nestas bacias, associado a uma nova política de direcionamento de encomendas a estaleiros nacionais são as características centrais do desenvolvimento recente da indústria local.

Cap 2: Indústria naval brasileira e a produção nacional de plataformas – características gerais.

Ainda que represente pouco mais de 2% de toda a produção mundial de petróleo, o Brasil possui uma particularidade importante para sua atividade petrolífera: a predominância e progressiva concentração da E&P em bacias marítimas. O Gráfico 3 ilustra tal afirmação e, em 2007, 89% de todo o petróleo produzido no país teve como origem os campos *offshore*.

O desenvolvimento da exploração *offshore* no Brasil apresentou especificidades importantes. As descobertas realizadas no nordeste apresentaram perfil bastante distinto daquelas realizadas na Bacia de Campos. No primeiro caso, as descobertas foram realizadas em águas rasas e em pequenas quantidades. Na Bacia de Campos foram descobertas grandes concentrações de petróleo, porém em profundidade e distancia da costa muito maiores. Nesse sentido, as diferentes bacias brasileiras exigiram, ao longo das últimas décadas, a instalação de estruturas de produção diferentes, com perfis tecnológicos distintos. A Tabela 5 apresenta as características das plataformas instaladas no Brasil até o presente e ilustra a grande quantidade de plataformas fixas utilizadas.

Gráfico 3 - Participação de campos *offshore* (mar) e *onshore* (terra) na produção Brasileira de Petróleo - 2007



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras.

Tabela 5 – Estruturas de produção utilizadas nas bacias brasileiras (2010)

Tipo	Quantidade	Lamina d'Água (m)	Cap. de Produção Óleo (mil bpd)	Bacia
FPSO	13	330 a 1290	56 a 200	Campos
Semi-Submersíveis	12	100 a 1080	35 a 100	Campos
	1	152	20	Santos
	12	86 a 170	3 a 200	Campos
	30	6 a 51	1 a 6	Rio Gde do Norte e Ceará
Fixa	1	36,5	-	Camamu (Ba)
	27	13 a 38	-	Sergipe-Alagoas
	3	19	2	Espírito Santo
	1	131	5	Santos

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobras

Como pode ser visualizado, há uma grande quantidade de plataformas fixas operando em águas rasas, especialmente nas Bacias do Nordeste brasileiro, assim como no sudeste. No segundo caso, onde se encontram os principais campos produtores nacionais, tem maior destaque as plataformas flutuantes, capazes de operar em lamina d'água acima de 400m. Parte significativa destas estruturas é resultado de investimentos recentes e de esforços nacionais de aprendizado e desenvolvimento produtivo na indústria (ORTIZ NETO, 2006).

As próximas seções ilustram a evolução histórica da produção naval no país, ressaltando os aspectos referentes à produção de plataformas e as características centrais do ciclo recente.

2.1 - Ciclos da indústria naval brasileira, produção de estruturas offshore e características centrais da retomada recente.

No Brasil, já no final de 1950, devido a análises geográficas, tinha-se o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, mas não se sabia com precisão a localização de tais reservas. O período compreendido entre 1968 e 1975 pode ser considerado como o início da atividade offshore no país, devido à descoberta do primeiro poço offshore em 1968, no Campo de Guaricema (SE). No começo, a produção se limitava à região nordeste e a lâminas de até 50m, com o passar do tempo, a atividade se estendeu para o sudeste com as atividades na Bacia de Campos onde tem início a exploração em lâminas de 160m, chegando a cerca de 1000m a partir da década de 1980 (SILVEIRA, 2002). A primeira perfuração ocorreu em 1968, na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ). A partir destas primeiras descobertas, a Petrobras deu início a uma série de outras. Entretanto, tais descobrimentos não surtiram maior efeito pelo fato das tecnologias existentes não serem condizentes com a realidade brasileira.

Como argumentam Ortiz Neto e Shima (2008), as primeiras estratégias de desenvolvimento da indústria local apontavam para a substituição de importações, reproduzindo tecnologia de construção de estruturas fixa bastante utilizada no Golfo do México.

Para que o Brasil pudesse entrar nesta segmentação da indústria do petróleo, sua única opção era desenvolver novas tecnologias, uma vez que a profundidade média de seus poços era superior a 1.000 metros. Depois de tomar a decisão de desenvolver suas tecnologias, aliado a

descoberta de campos em localidades sem infra-estrutura e profundidades crescentes, somada à necessidade de antecipar as receitas de exploração levou a Petrobras a utilizar crescentemente sistemas de produção flutuantes, sendo assim a empresa estatal iniciou uma trajetória tecnológica original, através da proposta do sistema de produção flutuante. Diante da ausência do conhecimento científico necessário para iniciar essa nova etapa, o país teve de suprir tal espaço na experiência internacional, onde mesmo que de maneira ainda embrionária, já existia um Know How em tecnologia offshore. A opção de utilizar o Sistema de Produção Antecipado com o Sistema de Produção Flutuante, que possuía uma única experiência no Mar do Norte (1975), mostrou-se acertada e abriu oportunidades operacionais e tecnológicas nos anos subseqüentes (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008). Esse sistema foi aplicado à Bacia de Campos, cujo desenvolvimento se iniciou praticamente na mesma época da descoberta do campo. As vantagens eram as seguintes: permitir uma produção rápida; a utilização de poços de exploração; por em operação campos marginais a custos mais baixos; recuperar instalações e reutilizá-las; melhorar o escoamento da jazida; e pôr em funcionamento campos em águas profundas (Susbielles, 1980).

Como se observa, antes de se tornar um produtor de tecnologia *offshore*, o país teve de utilizar tecnologia importada, que era adaptada às condições locais de produção através de um processo de inovações incrementais. Assim, antes de iniciar os vultosos programas em desenvolvimento tecnológico, mostrou-se condizente primeiro buscar o conhecimento através da aquisição externa com aperfeiçoamentos.

O SPA foi empregado no Brasil ainda em seu estado embrionário, pois era a segunda vez que ele estava sendo utilizado na história. Além de permitir a redução nos custos e o aumento no volume da produção de petróleo no Brasil, ele trouxe outra consequência ainda mais importante para a exploração *offshore* no país: o início do uso do Sistema de Produção Flutuante (SPF) através das plataformas semi-submersíveis de perfuração convertidas para a produção. Deste esforço se conseguiu obter seu primeiro produto, uma sonda submersível. Depois disto, em meados dos anos 1980, a primeira produção genuinamente brasileira em tecnologia *offshore*, que foi a reconversão das sondas, para pequenas plataformas de produção. A transformação das plataformas para atuarem como produtoras e não somente como perfuradoras foi realizada em estaleiros nacionais: Verolme, Ishibrás e Mauá (Barbosa, 2004; Petrobras).

2.1.1 - Comparação entre SPF e as TLP

Em lugar de escolher a tecnologia da TLP para desenvolver a produção em águas profundas, onde liderava a Shell, a Petrobras optou por um sistema de produção alternativo. O SPF operado pela empresa brasileira manteve a sua liderança nos recordes de profundidade, embora a Shell Oil, com a implantação da TLP de Auger em 1994, tenha adquirido uma passageira liderança na instalação de plataformas e poços. Entretanto, a Petrobras restabeleceu rapidamente sua incontestável vantagem no desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas.

No mesmo ano, ela instalou uma ANM a 1027 metros de profundidade e, paralelamente, implantou a maior plataforma semi-submersível e a única especificamente desenhada para águas profundas a 910 metros e dutos até 886 metros, de modo a assumir novamente e, desde então, a liderança mundial em profundidade de poço, plataforma e sistema de dutos.

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

Desempenho mais satisfatório dos SPF foi acompanhado também por uma maior rentabilidade econômica. Na realidade, esses sistemas apresentaram uma série de vantagens sobre os demais, como um menor tempo de instalação, a possibilidade de servirem como unidades provisórias de produção e a possibilidade de remoção para novos espaços. A Tabela 6 mostra algumas comparações de custo de desenvolvimento entre o SPF e a TLP.

Tabela 6
Comparação do Custo de Desenvolvimento de Alguns Sistemas de
Produção Offshore em Águas Profundas

	Capacidade de Produção (mil bep/dia) (*)	Custo total de desenvolvimento (milhões de US\$)	Custo de Desenvolvimento / Capacidade de produção US\$/bep/dia)
Piloto Marlim	50.000	295	5.900
Marlim I	106.000	1.331	12.556
Albacora I	206.000	1.916	9.273
Auger	68.085	1.200	17.625

(*) Inclui gás natural

Fonte: Serplan-Petrobras, 1992 e Abbott et alii, 1995

Deve-se lembrar que muitas das semi-submersíveis usadas nos SPF da Petrobras são plataformas de perfuração recondicionadas, o que não foge da regra internacional. Apenas 2 das 24 plataformas semi-submersíveis de produção em uso no mundo são novas, entre as quais a P18 que opera no campo Marlim. As diferenças de custo entre sistemas novos e recondicionados são substanciais, como indica uma comparação entre o piloto de Marlim (uma plataforma recondicionada) e Marlim I (Tabela 6).

As grandes companhias operadoras têm reconhecido que os SPF apresentam melhores custos e opções para o desenvolvimento de campos produtores em águas profundas. Porém, a solução que vem sendo apontada por companhias como a BP para o desenvolvimento dos campos em águas profundas situados nas West Shetlands é a FPSO (“Floating production Storage Offloading System”) (Frazer, 1995).

2.2 - A produção offshore – Petrobras.

O grande salto produtivo que a empresa realizou se deu com o desenvolvimento em grande escala da produção *offshore* durante a primeira metade da década de 1980. Nesse período,

a produção de petróleo triplicou, passando de uma média diária de 182 mil bbl, em 1980, para 546 mil bbl, em 1985 (Tabela 7).

Tabela 7
Produção de petróleo (mil bbl/dia)

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

Fonte: Petrobras

Os investimentos necessários para o desenvolvimento e implantação de sistemas de produção no mar costumam ser muito elevados (Giraud & Boy de la Tour, 1986). Os sistemas permanentes, constituídos por plataformas, tubulações submarinas, cabeças de poços, entre outros, envolvem investimentos da ordem de centenas de milhões de dólares, podendo ultrapassar a barreira do bilhão como vimos anteriormente na Tabela 6. A implantação e operação desses sistemas requer que a empresa detenha certo nível de capacitação tecnológica.

Sendo a tecnologia *offshore* de ponta, o seu desenvolvimento exigiu que as companhias petroleiras e os seus fornecedores realizassem um esforço interno em P&D, consideravelmente maior ao que costumam fazer. As companhias dos países europeus, especialmente, foram forçadas a desenvolver internamente a engenharia básica dos sistemas de produção marítimos (Bell and Oldham, 1988), uma vez que concentraram seus interesses no Mar do Norte, após o primeiro choque do petróleo, como pudemos ver no capítulo 1.

Na Petrobras, a prioridade que essa empresa deu a produção de petróleo no mar a partir de meados da década de 1970 provocou um efeito semelhante. A empresa necessitou desenvolver um esforço tecnológico interno muito maior ao que realizara até então. Por conta dessa mudança, a atividade de engenharia básica se expandiu e se consolidou na empresa. Os investimentos em P&D cresceram consideravelmente ao longo da década seguinte.

Dada essa nova dinâmica nacional de inovações aliada à elevação dos preços do petróleo no segundo choque no final da década de 1970, viabilizou-se o crescimento da produção *offshore* no Brasil. Dessa forma, nos primeiros cinco anos da década de 1980 a produção em

bacias marítimas ultrapassou a produção *onshore* Tabela 7. Sendo assim, a oportunidade que o país precisava para viabilizar uma trajetória crescente na produção naval *offshore* foram as descobertas de campos gigantes como Albacora (1984), Marlim (1985) e Albacora Leste (1986), com mais de 1,5 bilhão de barris todos com mais de 400 metros de profundidade. Mas o desenvolvimento dos novos campos em águas profundas, de longe os maiores descobertos até então no país, oferecia uma oportunidade única para que a Petrobras optasse por soluções próprias, uma vez que essa tecnologia ainda não estava disponível internacionalmente. A empresa poderia ter buscado contratar, de empresas estrangeiras, o desenvolvimento da tecnologia necessária à extração dos campos em águas profundas, mesmo que essa tecnologia ainda não estivesse disponível. Existiam concepções novas adequadas a essas condições na prancheta das empresas de engenharia e dos centros de pesquisa europeus e americanos. Mas a Petrobras optou pelo desenvolvimento interno. A razão disso está no domínio que ela adquirira sobre a tecnologia dos SPF a partir da operação e concepção de sistemas de produção antecipada. Outra razão talvez fosse o custo elevado e a própria incerteza associados a esses novos desenvolvimentos.

Para melhor desenvolver as tecnologias de exploração de petróleo em grandes profundidades, e poder se livrar da “limitação” externa, a Petrobras criou um programa de investimento em P&D isolado das demais atividades do grupo. Este programa ficou conhecido como PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas – que devido à perspectiva da empresa em relação aos prováveis resultados positivos derivados da exploração das grandes jazidas de petróleo em profundidades marinhas, levou a companhia a investir 1% do seu faturamento em P&D, tornando-se um dos maiores programas tecnológicos da história do país (Bruni, 2002). Nesse sentido o PROCAP dá início a um aprendizado que vem permitindo posição de destaque na geração e a adaptação do conhecimento do segmento *offshore* de águas profundas. Esse programa, em 20 anos de existência e três fases, tornou-se o principal articulador da companhia na função de prover o avanço na exploração de petróleo em profundidades marítimas cada vez maiores e em condições cada vez mais adversas, a ponto de formar um volume de petróleo prospectado condizente com a auto-suficiência nacional (ORTIZ NETO e SHIMA, 2008).

2.2.1 - Procap 1000: O início da exploração no segmento Offshore entre 1986-1991.

A meta principal era desenvolver tecnologia para produzir petróleo até 1000 metros de profundidade. Esse programa representa, sem dúvida, uma importante opção da estatal brasileira de petróleo, que buscava consolidar uma trajetória tecnológica baseada em sistemas de produção flutuantes, iniciada anteriormente.

Iniciando a trajetória tecnológica original, a Petrobras buscou introduzir aperfeiçoamentos que possibilitassem “esticar” o uso dos SPF para profundidades de até 400 metros. Esse domínio foi alcançado em meados da década de 1980. Todavia, a parte da tecnologia embutida na produção ainda era quase toda adquirida de fontes externas, de modo que as plataformas semi-submersíveis foram compradas no exterior. O que a empresa desenvolveu, durante a primeira metade da década de 1980 em associação com os estaleiros navais nacionais, foi a capacidade de reconverter as sondas semi-submersíveis em plataformas de produção.

O Procap representou, de fato, uma solução de continuidade com a trajetória tecnológica que a Petrobras tinha adotado. A estratégia desse programa consistia essencialmente em esticar a trajetória tecnológica dos SPF para profundidades cada vez maiores. Contudo, para adequar os SPF às condições muito mais difíceis das águas profundas, era necessário alcançar um domínio muito maior sobre essa tecnologia. A estratégia do programa consistia em absorver a tecnologia existente internacionalmente para depois redesenhá-la, adicionando melhoramentos e modificações para poder adaptá-la para as novas condições de produção. Dessa forma, o projeto básico das plataformas semi-submersíveis, pronto para operar nos campos gigantes de Marlim e Albacora, foi adquirido de uma firma estrangeira. A divisão de projetos básicos de extração coordenou um programa de transferência de tecnologia, junto à empresa de engenharia sueca Gotaverken Arendal, para desenvolver uma plataforma semi-submersível de grande porte (100.000 bbl/dia). Dado que essa plataforma foi criada originalmente para a perfuração, os técnicos da Petrobras precisaram adaptar o projeto básico, dando origem à plataforma P18. Em decorrência do domínio adquirido, novas modificações foram introduzidas, permitindo definir um novo projeto próprio de plataforma concebida para operar nas condições específicas da Bacia Campos. Esse processo de adaptação e aprimoramento possibilitou um corte da ordem de 30% dos custos (Gomes Freitas, 1993).

Esse programa foi executado durante seis anos e empreendeu 109 projetos, visando melhorar a competência técnica da empresa na produção de petróleo e gás natural em águas com profundidade de até 1000 metros (Bruni, 2002). Durante toda a vida do programa, 80% dos projetos foram voltados para extensão da tecnologia já existente e 20% para inovação tecnológica (Pesquisa, 2002).

Inovações do Procap 1000.

A consagração do primeiro Procap foi a instalação do sistema de produção flutuante e antecipada na bacia de Marlim, em 1.027 metros de lâmina d'água, no qual o desempenho da plataforma flutuante iria coroar o futuro deste sistema, por ser acompanhado, além da viabilidade técnica, de uma maior rentabilidade econômica do que os outros modelos. Em síntese, este novo modelo apresentou uma série de vantagens sobre os demais, como: um menor tempo de instalação; a possibilidade de servirem como unidades provisórias de produção, pois por não ter estrutura fixa, a plataforma poderá ser removida para novos espaços. O sistema de produção de Marlim I, que envolveu a construção de uma nova plataforma, teve um custo total de US\$ 1.331 bilhão. Já o sistema TLP de Augerb, teve um custo bastante próximo: US\$ 1,2 bilhão. As grandes companhias operadoras têm reconhecido que os sistemas de produção flutuante (SPF) apresentam melhores custos e mais opções para o desenvolvimento de campos produtores em águas profundas (Furtado, 1996).

2.2.2 Procap 2000: Aprendizado e desenvolvimento da pesquisa interna na Petrobras entre 1993 – 1999.

O sucesso do Procap encorajou a empresa a criar em 1993 o PROCAP-2000, estendendo a pesquisa para a exploração nos 2.000 metros de profundidade. Este programa desenvolveu 20 projetos, com orçamento de cerca de US\$ 750 milhões. Além da expansão dos limites da exploração, o programa visava também à redução de custos de produção. Para isso 80% dos projetos foram voltados para inovações e 20% para extensão, exatamente o contrário da fase anterior (Furtado, 2004).

Um grande desafio que ocorreu durante este programa, foi a descoberta de mais uma jazida em 1996, que se tornaria uma das maiores preciosidades da Petrobras, por se tratar de um

^b Plataforma da Shell Oil

campo gigante de petróleo (132 Km²), o campo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ), a 1.853 metros de profundidade, com lâmina d'água entre 1.500 e 2.000 metros, reservas de 3,3 bilhões de boec. Além dessas reservas, muita da tecnologia desenvolvidas para estes campos foram utilizadas em outros campos. (Petrobras).

A descoberta chegou quando a empresa não possuía equipamentos suficientes para a produção. Mas com o objetivo de garantir o controle sob a reserva, uma vez que o mercado já mostrava fortes tendências para a abertura, o que ocorreu em 1997, a direção da Petrobras, então, por não possuir tempo hábil para construir uma nova plataforma, teve de optar pela readaptação de uma plataforma já existente, a Plataforma 36 (P-36), que operava no campo de Marlim (comprovando o ganho no potencial de exploração do SPF frente ao TLP). Campo este que possui uma profundidade menor (1.360 metros). O sucesso no empreendimento trouxe para a empresa nacional, o título de referência e liderança tecnológica para o mundo do petróleo *offshore*, confirmado em 2005, com o recebimento no mês de março, do "Distinguished Achievement Award - OTC'2001" (Pesquisa, 2002).

A descoberta do campo de Roncador, na bacia de Campos (RJ), e outras que aconteceram, levou o "petróleo marinho" a representar no ano de 2000, 75% das reservas de petróleo e gás no Brasil. Estes produtos continuaram sendo explorados unicamente pela Petrobras, que obteve um aumento proporcional na produção. Em 1987, apenas 1,7% da produção eram marinhas, já em 2000, o percentual passou para 55% (Bruni, 2002).

A busca pela viabilidade econômica na produção em profundidades cada vez maiores tornou-se um desafio para a Petrobras, que sofreu uma reestruturação de mercado em 1997, com a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e posterior abertura do mercado às firmas estrangeiras.

Inovações do Procap 2000 - Inovações para explorar o petróleo de Roncador.

Como estratégia para o reconhecimento rápido e seguro do campo, a Petrobras utilizou um sistema antecipado de produção com o navio Seillean, um FPSO, que após sofrer adaptações para o novo poço, tornou-se o primeiro navio de posicionamento dinâmico do mundo a operar nessas profundidades, utilizando um conjunto de propulsores que mantém seu

^c Barris de Óleo Equivalente - usado para expressar volumes de petróleo e gás natural em barris, através da conversão de 1 m³ de gás ou petróleo em 6,289941 barris de petróleo.

posicionamento a partir da orientação dada por sensores instalados no fundo do mar e pelo sistema de GPSd. Mas a utilização do navio foi temporária até a adaptação da plataforma P-36. (Ortiz Neto, 2007)

Para a chegada da P-36, foram desenvolvidas novas tecnologias em parceria com outras instituições, com uma nova árvore de natal molhada horizontal, a ANMH-2500e. Um dos destaques da nova árvore foi a desconexão rápida, que tornou o projeto mais seguro, uma vez que todo o sistema antecipado está baseado no posicionamento dinâmico: Ela é horizontal, pois a perfuração agora poderá ser não apenas na vertical, o que amplia a dinâmica da perfuração. (Ortiz Neto, 2007)

Outra inovação foi no sistema de ancoragem da plataforma, nome dado ao conjunto: árvore de natal, drillpiper e riser. Isto porque o conjunto determina o local onde a plataforma se encontra. A inovação foi especificamente no riser, que passou a ser constituído de poliéster. O projeto deste novo material foi desenvolvido no Laboratório da Petrobras (Cenpes). Este sistema de ancoragem foi inventado para o campo de Marlim e é um tipo de ancoragem mais eficiente e com menor custo. A vantagem do poliéster é o fato de ser mais leve e mais resistente à tração, o que demandará menos energia no transporte do óleo, que perde menos vazão, aumentando assim a produção e a receita do campo. Além disso, o custo de instalação é reduzido em quase 20% (Petrobras).

Um destaque importante no projeto Roncador foi o sistema de geração elétrica da P-36 e da P-47, ambas próximas, gerada por turbinas a diesel instaladas na P-36, a energia é transmitida para a P-47 através de cabos instalados no fundo do mar, podendo ser usado em até 2.000 metros de profundidade. A distância entre as duas unidades é de cerca de mil metros.

Além das inovações para a exploração do campo de Roncador, foram desenvolvidas outras tecnologias durante o Procap 2000 conforme a necessidade de atuação da empresa. Mas, além disto, a empresa, antecipando as necessidades futuras, e para aproveitar o conhecimento disponível do momento, desenvolveu tecnologias para poços ainda não descobertos, que demandariam tecnologia de profundidade ainda maior. Nesta visão foi realizado o poço de longo alcance, que permite a drenagem de várias locações do reservatório a partir de uma mesma

^d Instrumento tecnológico que permite a exata localização geográfica via satélite.

^e Fabricada em conjunto com a ABB, FMCICBV, Cooper Cameron e Kvaerner, e feito um upgrade em uma árvore da Drill-Quip.

origem. A nova tecnologia se mostrou necessária alguns anos depois, no início de 2005, com a perfuração de um poço em Marlim Sul, em lâmina d'água de 1.500 metros e com 4,4 mil metros de afastamento horizontal. Neste caso, se fosse apenas um ponto de origem, o volume de produção seria muito inferior.

Quando os limites de 2.000 metros foram alcançados, a direção da Petrobras ampliou as metas, criando um novo Procap.

2.2.3 Procap 3000: Pesquisa da Petrobras entre 2000-2006.

O Procap 3000 teria a duração de seis anos e orçamento inicial de US\$ 128 milhões em P&D, no qual foram estão mobilizados 350 funcionários. A previsão foi de que se executariam 19 projetos, sendo as metas do programa: viabilizar a produção de Marlim Leste e Albacora Leste, na bacia de Campos (RJ), e das próximas fases de Roncador e Marlim Sul; possibilitar a produção a três mil metros de profundidade; reduzir os investimentos no desenvolvimento da produção em lâmina d'água superior a mil metros e contribuir para a redução dos custos de extração dos campos em produção (Petrobras).

Inovações no Procap 3000.

Entre as alternativas estudadas estava o uso do *riser* híbrido, utilizando metal e materiais compostos como a fibra de carbono ou outros compostos plásticos.

A equipe do Procap 3000 estudava também o desenvolvimento de uma nova árvore de natal totalmente elétrica, que não utilizaria os atuais atuadores hidráulicos. Marcus Coelho, um dos responsáveis pelo Procap, afirmou que “a tecnologia de perfuração a esta profundidade já existe. Em dezembro de 1999, perfuramos um poço exploratório a 2977 metros. O Procap 3000 está voltado para o desenvolvimento da produção”. (Petrobras)

O Cenpes, junto com o Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT) desenvolveu um programa laboratorial que serviu para simular as deformações das rochas ao longo do tempo. Tais deformações são muito comuns nas rochas de sal e podem levar à destruição completa de todo o sistema de prospecção do petróleo. Esse programa permitirá a exploração de um poço recém descoberto, na Bacia de Santos (SP), que tem início nos 2.000 metros, mas que tem uma grande camada de sal até chegar ao fundo do poço, em 6.407 metros (Exploração, 2005). Além disto, o aparato representa uma nova era na exploração *offshore*, pois

estas deformações têm sido um dos principais entraves para a prospecção de petróleo em muitas regiões do planeta.

No intuito de minimizar perdas, que podem chegar à viabilização da exploração de poços de petróleo, a Petrobras criou o Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (PROVAP), que tem como objetivos: viabilizar a produção de campos considerados subcomerciais por limitações tecnológicas; produzir técnicas e padrões de gerenciamento de reservatórios que permitam elevar, com vantagem econômica, o fator de recuperação de campos de petróleo; e contribuir para a revitalização de campos maduros, sem negligenciar a preservação do meio ambiente (PROVAP).

2.3 - A indústria Naval recente

Entretanto, esses desafios, que se superados poderiam viabilizar salto tecnológico para os estaleiros nacionais, ocorrem paralelamente a uma crise da indústria naval brasileira. A partir do final dos anos 1980 e, especialmente durante a década de 1990, teve avanço significativo o processo de decadência da indústria naval brasileira, com a contribuição de diferentes fatores para a desaceleração do setor. Externamente, tinha-se a emergência de novos produtores navais como a Coréia do Sul e, mais recentemente, a China, cuja mão-de-obra e aço baratos a colocaram, já no final da década de 90, como líderes ao lado do Japão, com *market share* em contínuo crescimento. Internamente, tem-se um processo de desregulamentação, privatização e desnacionalização do transporte marítimo no Brasil, o que acabou por contribuir para a retração da demanda por embarcações nacionais.

Essa mudança de cenário causou enormes perdas para o setor naval, em termos da competitividade dos estaleiros. Em outras palavras, os estaleiros, além de enfrentarem problemas financeiros, estavam cada vez mais atrasados tecnologicamente com relação aos seus competidores. Como consequência, e completando o cenário de crise da indústria, a perda da eficiência gerou crescente dificuldade para o cumprimento de prazos de entrega - requisito central para competitividade no setor -, reforçando a queda na demanda por embarcações nacionais e completando um ciclo vicioso de decadência produtiva e tecnológica.

O pior momento da indústria naval *offshore* se deu nos anos 1990. Somada às decadências tecnológica e financeira da indústria naval brasileira como um todo, a mudança no perfil das encomendas da indústria petrolífera, seja pela mudança nas formas de contratação da

Petrobras, seja pelo estímulo à importação estabelecido pelo Repetro^f, levaram a uma transferência para o exterior de parte importante dos esforços de aprendizado da indústria petrolífera brasileira (RODRIGUES e RUAS, 2008).

Porém, desde a virada para os anos 2000, em especial após 2003, a construção naval brasileira vive trajetória de recuperação. O desempenho positivo dos últimos anos parece estar associado a uma clara mudança na postura estratégica do governo, que passou a adotar instrumentos de desenvolvimento industrial para o segmento. A política de compras explícita por parte da Petrobras num primeiro momento e de sua subsidiária Transpetro, num segundo momento, permitiu a retomada da construção naval no Brasil, em especial nos segmentos ligados ao setor de petróleo, em geral estruturas e embarcações de grande complexidade e valor agregado (SABBATINI, 2008).

Nesse período a Petrobras lança o PROMEFg, um dos principais responsáveis pela geração de demanda para a indústria naval. Além disso, entre 2002 e 2008 foram encomendadas cinco plataformas, em valor estimado de US\$ 4,2 bi (SABBATINI, 2007; SABBATINI, 2008).

É importante destacar que a demanda da Petrobras deve ser utilizada como fonte de dinamização do setor, mas continuam sendo necessárias novas fontes de encomendas que permitam a continuidade da atividade dos estaleiros, bem com de sua modernização e competitividade, evitando assim novamente um processo de obsolescência da estrutura produtiva nacional.

Nesse sentido, além das novas políticas de conteúdo local, a atuação de instituições como a ONIP e o PROMINP^h, criadas nos anos 2000, representam mecanismos importantes para contribuir com a modernização produtiva da indústria nacional.

O capítulo 3 apresenta as características recentes das encomendas de plataformas da Petrobras, apontando os pontos positivos do cenário de retomada e das possibilidades para a indústria nacional.

^f Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de bens destinados à exploração e à produção de petróleo e gás natural.

^g Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro

^h Respectivamente, Organização Nacional da Indústria do Petróleo e Programa de Mobilização da indústria nacional de Petróleo e Gás Natural.

Cap 3: Encomendas da Petrobras e o novo ciclo da indústria de plataformas no país: nova oportunidade para desenvolvimento da indústria local através do Pré-sal.

Como visto, as encomendas da Petrobras apresentaram importante contribuição para a retomada da indústria naval brasileira, especialmente para os segmentos ligados à indústria petrolífera *offshore*.

Ao longo do período entre 2003 e 2007, foram realizadas encomendas significativas aos estaleiros nacionais, seja para construção ou conversão de cascos, seja para construção de módulos e sua integração (RUAS, 2008).

Essas encomendas viabilizaram investimentos nos estaleiros locais, recuperando a estrutura sucateada ao longo dos anos 1990 e também ampliando a capacidade produtiva em novas regiões, como Rio Grande do Sul (Estaleiro Rio Grande) e Pernambuco (Atlântico Sul).

Em relação aos grupos investidores na construção naval nacional, percebe-se uma ampliação da importância do Brasil nas estratégias dos grupos estrangeiros. Os cingapurianos, por exemplo, não mantiveram as parcerias que vigoraram na primeira parte da década, visando inserção ampliada no mercado local. O Keppel Fels ampliou sua atuação no país, adquirindo controle total sobre o antigo Fels Setal, além do Brasfels, em Angra dos Reis. O Jurong desfez sua parceria com o Mauá e tem anunciado novos projetos de investimento no Brasil, além de uma parceria com o McLaren (RUAS, 2008).

Quanto aos *players* nacionais, destaca-se a maior participação de construtoras, especialmente da Queiroz Galvãoⁱ - um dos principais acionistas no Atlântico Sul, novo estaleiro recém inaugurado em Pernambuco. Outros grupos, como o Mauá, também investiram na modernização e aproveitaram as encomendas da estatal (RUAS, 2008).

Nesse sentido, o período compreendido entre 2003 e 2007 pode ser apontado como de retomada da indústria naval *offshore* nacional. Os eventos que se desdobraram a partir do final de 2007, quando foi anunciada a descoberta do reservatório de Tupi, apresentam possibilidades ainda mais positivas. A exploração do pré-sal constitui um grandioso novo mercado e viabiliza possibilidades e oportunidades para um salto quantitativo e qualitativo na demanda por estruturas

ⁱ Além do Queiroz Galvão, o Grupo Camargo Corrêa possui 49,5% do Atlântico Sul e a construtora OAS deverá formar parceria para novo estaleiro na Bahia.

offshore, que poderão ser em partes apropriadas pela “proximidade” de uma das novas fronteiras na indústria petrolífera mundial (RUAS, 2008).

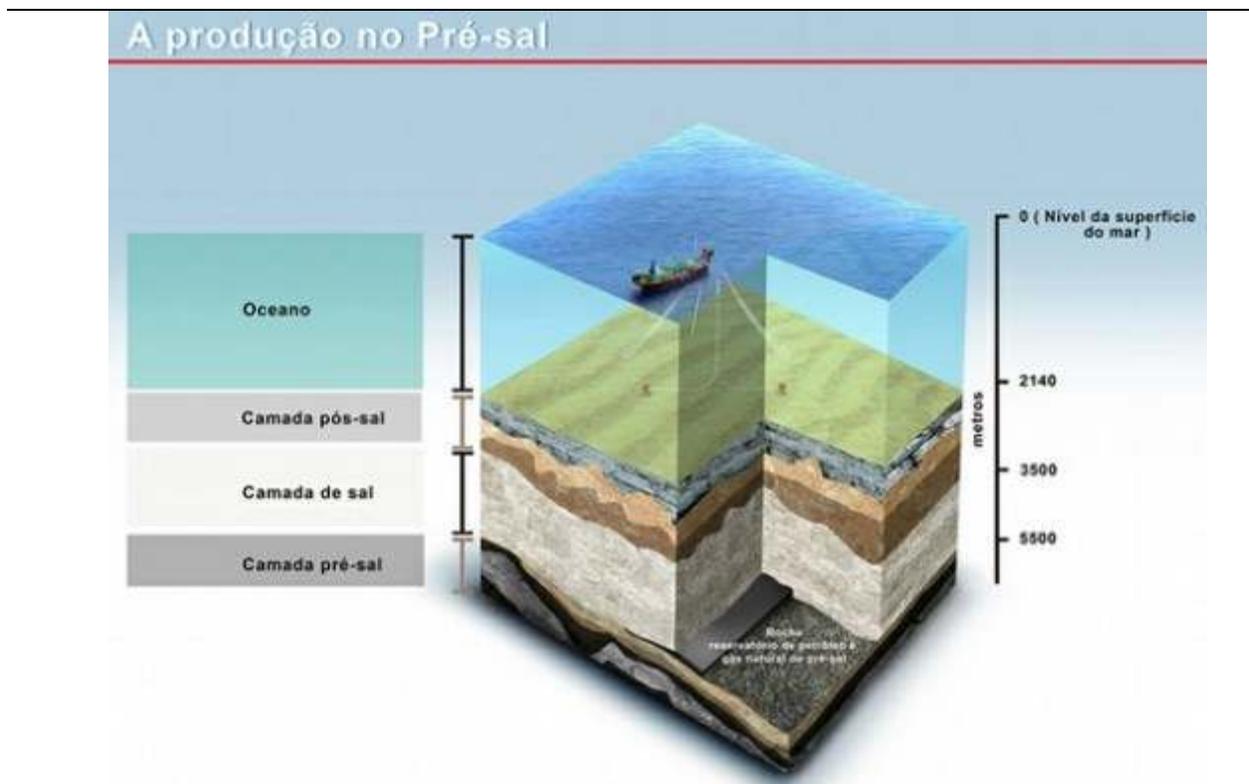
As novas descobertas na “camada pré-sal” terão grande impacto sobre as encomendas de embarcações *offshore* e de plataformas de exploração em águas profundas e ultra profundas.

3.1 Pré-sal

O “pré-sal” é uma área de reservas petrolíferas encontrada sob uma profunda camada de rocha salina, que forma uma das várias camadas rochosas do subsolo marinho. As reservas do pré-sal encontradas no litoral do país são as mais profundas em que já foi encontrado petróleo em todo o mundo. Camadas semelhantes de rocha “pré-sal” são encontradas em alguns outros locais do mundo (litoral Atlântico da África, Golfo do México, Mar do Norte e Mar Cáspio), nos quais foram encontrados “indícios” de petróleo em camadas rochosas pré-sal. Entretanto, ainda não se sabe ao certo se estas outras áreas sub-sal possuem grandes reservas petrolíferas como “o pré-sal” no litoral brasileiro.

O termo “pré” de pré-sal refere-se à temporalidade geológica e não à profundidade. Considerando-se a perfuração do poço, a partir da superfície, o petróleo do pré-sal é considerado sub-sal, pois está abaixo da camada de sal. Entretanto, a classificação destas rochas segue a nomenclatura da Geologia, que se refere à escala temporal em que os diferentes estratos rochosos foram formados. A rocha-reservatório do pré-sal foi formada antes de outra camada de rocha salina, que cobriu aquela área milhões de anos depois, ou seja, mais recentemente na escala de tempo geológica. As reservas de petróleo sub-sal ou o petróleo da camada pré-sal se encontram em diferentes profundidades, variando 2000 metros a 3000 metros de lâmina d’água antes de chegar ao leito marinho. No subsolo do mar, a primeira camada de rochas sedimentares, a camada mais superficial, é chamada de pós-sal, pois está acima das rochas salinas. No pós-sal estão importantes reservas petrolíferas como a Bacia de Campos, que representava a quase totalidade das reservas brasileiras até 2005. Abaixo desta primeira camada de rochas (pós-sal), encontra-se a camada de rochas evaporíticas, rochas salinas ou simplesmente camada de sal. Esta camada varia de algumas centenas de metros até 2 km de rochas salinas. Sob a camada de rochas salinas estão as rochas “pré-sal”, em que foram identificadas as primeiras reservas gigantescas do pré-sal, os campos de Tupi, Iara e Parque das Baleias.

Figura 2
Estrutura do Pré-Sal



Fonte: www.petrobras.gov.br

O “pré-sal” é considerado uma grande bacia petrolífera, sem que se saiba exatamente se é um conjunto de enormes campos petrolíferos independentes e próximos ou um único campo petrolífero gigantesco. Avalia-se que tenha entre 70 e 100 bilhões de barris equivalentes de petróleo e gás natural mineral. Os geólogos mais otimistas falam em até 200 ou 300 bilhões de barris caso seja formado por um único campo ou se a sua extensão for ainda maior do que a área já mapeada.

3.1.1 A qualidade do óleo do pré-sal

O petróleo é um tipo de hidrocarboneto fóssil, mais precisamente, uma mistura de várias substâncias. As cadeias de carbono e hidrogênio são predominantes, mas também aparecem em menor quantidade diferentes porcentagens de enxofre e nitrogênio, dependendo da

qualidade da mistura. Já a densidade do petróleo permite classificá-lo em leve, mediano, pesado e ultra-pesado.

O petróleo da camada pré-sal é mais leve do que o petróleo encontrado no restante do Brasil, como o petróleo da Bacia de Campos, geralmente considerado petróleo pesado; e ele foi identificado pela Petrobras como tendo baixo teor de substâncias poluentes como enxofre e nitrogênio, normalmente encontrados em grande quantidade no petróleo pesado. (PETROBRAS)

Assim, o petróleo leve, como óleo da camada pré-sal, é estratégico para o Brasil, pois: (I) é mais fácil de ser refinado, produzindo uma porcentagem maior de derivados finos; (II) tem menos enxofre, poluindo menos quando é refinado; (III) portanto, é comercializado por um valor maior no mercado internacional.

3.1.2 O valor estratégico do petróleo do Pré-sal

O processo de refino do petróleo resulta em inúmeros subprodutos, conhecidos como “derivados de petróleo”. Muitos destes derivados são matéria-prima para as cadeias produtivas do setor químico, incluindo, desde a fabricação de produtos inflamáveis e solventes até produtos duráveis e semi-duráveis, como os “plásticos”.

Os subprodutos inflamáveis do petróleo incluem combustíveis como gasolina, diesel, querosene, óleo combustível e solventes, além do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), conhecido no Brasil como “gás de cozinha”.

Os produtos derivados de petróleo com maior valor agregado não são necessariamente os combustíveis, como muitos acreditam, mas sim os outros produtos duráveis e semi-duráveis resultantes do refino de petróleo. Dentre os produtos químicos destacam-se os fertilizantes como o nitrogênio a base de petróleo e os agrotóxicos, que em sua maioria incluem substâncias derivadas de petróleo. Ainda no ramo químico, destacam-se produtos farmacêuticos, detergentes e produtos de limpeza, tintas, solventes, vernizes e materiais sintéticos. Dentre os materiais sintéticos destacam-se produtos como borracha sintética e o grupo dos polímeros, popularmente chamados de “plásticos”, dos quais se destacam os policarbonatos, poliuretanos, polipropileno, PVC e PET. Esses materiais permitem produzir uma infinidade de produtos finais, como roupas, calçados e tecidos sintéticos, Cd's, garrafas recipientes, coberturas translúcidas

resistentes, revestimentos externos de eletrodomésticos, componentes de interiores de automóveis e aviões, e até mesmo uma grande variedade de brinquedos (PETROBRAS).

3.2 - Perspectivas para a Indústria Naval, através da nova demanda do Pré Sal

Relatório recentemente divulgado pelo Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore (SINAVAL, 2010), aponta para um potencial destacável para a indústria local. Segundo o relatório, a demanda por estruturas para operação nas atividades de E&P é estimada em cerca de 150 unidades até 2020. As encomendas estimadas da Petrobras atingem 95 unidades, (8 cascos de FPSO foram recentemente licitados).

Adicionalmente, as empresas petrolíferas privadas deverão demandar 55 plataformas, incluindo neste total cerca de 48 unidades demandadas pela OGX, a serem construídas em estaleiro do grupo (OSX), que no início de 2010 captou no mercado R\$ 2,4 bilhões (SINAVAL, 2010).

Em relação a novos investimentos, as prioridades de financiamento aprovadas no Fundo da Marinha Mercante (FMM) incluem a implantação de 17 estaleiros e a expansão de outros cinco estaleiros, todos eles visam à indústria offshore. De 2007 a 2010, os investimentos da indústria petrolífera nacional exigiram contratação de 23 plataformas de produção de diversos tipos. Desse total, apenas quatro são integralmente construídas no Brasil: P-51 – construída pelo consórcio BrasFels / Technip; Plataforma fixa de Mexilhão – construída pelo Estaleiro Mauá; P-55 – em construção pelo consórcio EAS-Quip; P-56 – em construção pelo consórcio BrasFels/Technip. Das 23 plataformas, sete têm módulos construídos e integrados no Brasil, 12 foram integralmente construídas em estaleiros internacionais e estão afretadas à Petrobras ou a outras empresas petroleiras, com a seguinte distribuição: Seis unidades da Modec; duas da SBM; BW Offshore, Prosafe, Teekay e Floatec alugam uma unidade cada (SINAVAL, 2010).

Do total, as plataformas tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) representam a maior parte, com 15 unidades. As plataformas do tipo semi-submersíveis são 4 unidades. Uma plataforma é do tipo TLP (Tension Leg Platform). Uma FSO (Floating, Storage and Offloading) não processa óleo, apenas armazena e realiza bombeamento. Uma FPU (Floating Production Unit) não armazena, apenas processa e redistribui. Uma plataforma é fixa. Essas

informações estão organizadas na Tabela 8, que também indica as principais licitações recentemente realizadas.

Tabela 8 - Plataformas de produção - quadro das encomendas/contratos de afretamento – abril

Plataformas	Operações	Brasil	Intern.	Contrato	Valor US\$ milhões
2007					
FPSO Rio de Janeiro	Espadarte	-	Total	Modec-Jurong/Cingapura-afretada	733
FSO Macaé	B. Campos	-	Total	Modec-afretada	ND
P-52 semissub	Roncador	Módulos	Casco	BrasFels/Keppel Cingapura	1100
P-54 FPSO	Roncador	Módulos	Casco	Mauá/Jurong Cingapura	
2008					
P-53 FPU	Marlim	Módulos	Casco	Quip/Cingapura	ND
FPSO Petrojarl Rio das Ostras	Badejo	-	Total	Teekay-Petrojarl/Noruega-afretada	ND
FPSO Niterói	Marlm	-	Total	Modec-afretada	1200
2009					
Mexilhão-Plataf. Fixa	Mexilhão	Total	Total	Estaleiro Mauá	1200
P-51 semissub	Marlim	Total	-	BrasFels-Technip	1000
FPSO BW São Vicente	Tupi	-	Total	BW/Keppel Cingapura-afretada	ND
FPSO São Mateus	Camarupim	-	Total	Prosafe/Keppel afretada	500
FPSO Frade	Frade	-	Total	SBM afretada	ND

FPSO Espírito Santo	Parque das Conchas	-	Total	SBM/MISC/Keppel-afretada	ND
Plataformas Licitadas					
P-55 semissub	ND	Total	-	EAS/Quip	1600
P-56 semissub	Marlim	Total	-	BrasFels/Technip	1200
FPSO P-57	ND	Módulos	Casco	BrasFels?SBM-Keppel	ND
FPSO P-58	Baleia Azul	Módulos	Casco	Em licitação-casco Keppel Cingapura	ND
TLP P-61	ND	-	Total	Floatec(Keppel Fels+RJ Mc Dermott)	1100
FPSO P-62	ND	Módulos	Casco	Jurong(ES)/Jurong Cingapura	1000
FPSO Santos	Uruguá	-	Total	Moddec-afretada	ND
FPSO P-63	ND	Módulos	Casco	Quip/BW Noruega	1300
FPSO Angra dos Reis	Tupi	-	Total	Moddec-afretada	ND

Fonte: Sinaval

Pela Tabela 8 se percebe que o direcionamento das encomendas deverá apresentar continuidade ao longo da próxima década, potencializando os efeitos já constatados na indústria naval *offshore* brasileira. O destaque da Petrobras na utilização de estruturas flutuantes (20% do total mundial), especialmente FPSO e navios sonda, faz das encomendas direcionadas ao país uma grande oportunidade de inserção competitiva da indústria nacional em um segmento de grande potencial de crescimento no mundo, ainda que persistam fragilidades financeiras e tecnológicas em relação aos concorrentes líderes.

3.3 Produzir a custo Asiático

A injeção de R\$12 bilhões na fabricação de navios, plataformas, módulos, cascos e equipamentos de apoio traz o vigor almejado para o crescimento da indústria naval brasileira, mas lança o desafio para as empresas nacionais de produzir em condições de igualdade com os asiáticos, hoje líderes mundiais no quesito competitividade. (Valor Setorial)

As perspectivas da nova fronteira petrolífera aberta pelo pré-sal e a expansão do transporte de cabotagem e de navegação fluvial indicam que, desta vez, a retomada é sustentável. Percepção confirmada pela crescente atração de investimentos estrangeiros.

Para atender aos pedidos de 278 unidades em andamento, os armadores precisam desenvolver tecnologia, administrar a escassez de mão de obra qualificada e reduzir custos. Nesse contexto, a formação de uma cadeia nacional de fabricantes de peças e equipamentos, que hoje já conta com 250 fornecedores, também desempenha papel relevante.

Entre os passos iniciais, está à criação da Rede de Inovação para a Competitividade da Indústria Naval e Offshore (RICINO), com a colaboração de várias universidades, centros de pesquisa e entidade de classe. Outro projeto é a implantação de um Centro de Tecnologia em Construção Naval e de uma unidade de formação de técnicos em construção naval no Rio de Janeiro.

São ações necessárias para tornar realidade o imenso potencial do setor, que, impulsionado principalmente pelas encomendas da Petrobras, aponta para um contingente de 100 mil trabalhadores na área naval em 2016, quase o dobro dos atuais 56 mil em atividade.

3.4 Ações para uma retomada segura

Apesar das encomendas, os estaleiros têm de aumentar a produtividade para se tornarem competitivos em nível global. A indústria naval brasileira, resgatada pela demanda do setor de petróleo e gás, exhibe projetos bilionários de investimentos, centenas de embarcações encomendadas, estaleiros nascendo e outros expandindo. Pelas perspectivas da nova fronteira petrolífera, o pré-sal, o futuro é promissor. Hoje a carteira de encomendas dos estaleiros, de acordo com o Sindicato Nacional da Indústria da Construção Naval e *Offshore* (Sinaval), gira em torno de R\$12 bilhões, incluindo navios, plataformas e seus módulos.

Mas há desafios a serem superados para que a retomada da indústria seja sustentável. Entre eles a qualificação da mão de obra, mais tecnologia, maior desenvolvimento de uma cadeia nacional de fornecedores de peças e redução de custos. O cenário da indústria, mostrado pelo Sinaval, no segundo trimestre de 2011, indica 278 unidades (barcos de vários gêneros,

petroleiros, plataformas, cascos, entre outros) em andamento. E outros 65 navios voltando para o segmento de petróleo devem ser contratados esse ano.

O motor da indústria naval é a Petrobras. A empresa anunciou, em julho, seu plano de negócios para os anos de 2011 a 2015, com investimentos de US\$224,7 bilhões. Mais da metade, isto é 57%, ficará com o segmento de exploração e produção. Uma parte considerável desses recursos irá para a aquisição de plataformas e embarcações. As estimativas da estatal dão conta de que, até 2020, serão necessários 568 barcos de apoio e especiais, 94 plataformas e 65 sondas. Destas últimas, 28 serão feitas no país, com sete sondas contratadas ao Estaleiro Atlântico Sul (EAS), de Pernambuco.

O segmento petróleo e gás representam o maior mercado, diz o presidente do SINAVAL. Outro nicho em expansão é o da navegação interior e hidroviária, mas os valores investidos são bem inferiores. Isso em razão de menores dimensões dos rebocadores empurradores e barcas para transporte de minério, grãos e combustíveis.

O setor naval emprega diretamente 56,3 mil pessoas, a maior parte no Rio de Janeiro, em Pernambuco e no Rio Grande do Sul. Mas o estado nordestino lidera em tonelagem em construção, com quase 50% do total. Da lista de serviços atuais dos estaleiros, as encomendas da Transpetro, subsidiária da Petrobras, é a campeã. Seu Programa de Modernização e Expansão de Frotas (Promef) tem peso significativo, pelos valores envolvidos até agora: R\$9,6 bilhões em encomendas. São 49 navios, 23 na primeira fase e 21 na segunda, com índice mínimo de nacionalização de 65% e 70%, respectivamente, e entregas estimadas até 2015. (Valor Setorial)

O Rio Tietê é um dos estaleiros que nasceram motivados pela forte demanda do setor de combustíveis, isto é, Petrobras. Há outro, chamado Promar Pernambuco, que será instalado em Suape a partir de outubro para fazer oito navios gaseiros do promef. Além desses dois, outros quatro estaleiros estão ocupados com petroleiros para a transpetro: o EAS, que fabrica 22 unidades, e três construtoras fluminenses, o Mauá, que produz quatro, e o Eisa, com outros quatro; e o Superpesa, responsável por 3 navios.

O serviço do Eisa pode aumentar. O estaleiro ofereceu menor preço para oito petroleiros que faltam contratar para cumprir os 49 do Promef e está em fase de negociação com

a transpetro. Toda essa demanda exige preparação. O EAS, que fabrica o casco da plataforma P-55 e sete sondas, está tocando um projeto de expansão de R\$700 milhões.

O investimento é focado em equipamentos e expansão para reforçar o atendimento offshore. A carteira geral do EAS vale US\$8,1 bilhões. O Eisa do RJ, dono de uma carteira de US\$1,2 bilhões, investiu R\$15 milhões em capacitação e equipamentos. E planeja aplicar outros R\$1,3 bilhões em um estaleiro novo, o Eisa Alagoas. Um estaleiro de grande porte, esperado o início das obras para 2012, para começar a operar em 2014. Esse estaleiro está nascendo sem nada fechado em termos de encomendas. Porém, há uma perspectiva de demanda muito grande. No Mauá, os investimentos nos últimos dois anos somaram R\$10 milhões para a compra de equipamentos e melhoria de produtividade.

Enquanto os mega estaleiros, como o EAS e o EISA Alagoas, vão viver de demandas por grandes unidades para atender o segmento petroleiro, os menores vão se ocupar além do offshore, de outros nichos, como apoio marítimo, cabotagem e navegação interior. A indústria naval se agita com a terceira fase do Promef que prevê a encomenda de mais de 20 navios, alguns para atuar no pré-sal. Esta demanda do pré-sal ainda está sendo quantificada no sistema Petrobras. Em 2020 o Brasil poderá ser o quarto maior produtor de petróleo e precisará de logística para ter sucesso. Por muito tempo a indústria naval não existiu no país, porém nos últimos anos temos a quinta maior carteira de navios em geral e a quarta de petroleiros do mundo.

Em paralelo com a renovação da frota de petroleiros, corre em paralelo outro programa da Petrobras, a Empresa Brasileira de Navegação (EBN), de afretamento, com o objetivo de fazer com que seja reduzida a dependência do mercado externo de fretes.

São 39 embarcações, no total, 19 na primeira fase, com prazos de entrega até 2014, e 20 na segunda, com previsão de começar a operar entre 2013 e 2017. Uma das ferramentas de apoio do setor é o Fundo da Marinha Mercante, que financia a maioria da encomenda dos estaleiros nacionais.

Suas novas prioridades, divulgadas em junho, somam, no total R\$9,8 bilhões, entre seis novos estaleiros, incluindo expansão e instalação e 217 embarcações e plataformas, contendo unidades do Promef e do EBN. Nem todas entraram nas carteiras dos construtores. Além do

Prmar de Pernambuco e o Rio Tietê, em São Paulo, há outros seis estaleiros em implantação a expansão, no RGS, SP e RJ.

Entre eles há um estaleiro dedicado à construção de submarinos, que ficará em Itaguaí (RJ). Os demais serão voltados para os navios de apoio marítimo, embarcações de grande porte e plataformas. A Engevix Construções Oceânicas – Ecovix, que constrói no Estaleiro Rio Grande, no Rio grande do Sul, oito cascos para a Petrobras do tipo FPSO, é um dos que pensam em expansão. Tem investimento de R\$300 milhões previstos para completar a capacidade construtiva, de olho no mercado de navios-sonda de perfuração.

A Ecovix/Rio grande usa embalo de vários empreendimentos em carteira para incentivar fornecedores a ampliar o conteúdo nacional. “Aproveitamos a oportunidade de compra simultânea para oito cascos” O parque nacional de naviopeças consegue suprir as necessidades dos estaleiros

Embora o mercado atual esteja aquecido e as perspectivas sejam promissoras, a indústria naval tem obstáculos importantes a enfrentar para manter a consolidação reconquistada com a demanda doméstica a ter condições de disputar o mercado internacional. Investir na capacitação dos trabalhadores, na ampliação do conteúdo local e da produtividade e maior inovação estão na ordem do dia.

Há dificuldade de encontrar mão de obra preparada, que obriga a empresas a investir em treinamento e qualificação em parcerias com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial. O aumento da qualificação do quadro de técnicos dos estaleiros é importante para o aumento da produtividade e competitividade. Para estimular os fornecedores locais de navipeças, o Sinaval realizou um Fórum, onde foram apresentadas as demandas por sistemas, equipamentos e peças para navios de apoio amritimo, tipo PSV e navios tanques para transporte de derivados de petróleo e plafaromas de produção de petróleo tipo FPSO.

Alem do Sinaval que faz a interação entre os fornecedores e estaleiros e coordena o programa de aumento de conteúdo local, existem vários agentes que trabalham para desenvolver o setor: o Programa de Mobilidade da Indústria Nacional de Petróleo de Gás natural (Prominp), que vem capacitando pessoal e elaborando estudos desde 2003 a Agencia Nacional de Petróleo (ANP) exigindo conteúdo local desde 2005, o BNDES que leva em conta o índice de

nacionalização para definir taxa de juros, ABDI, MDIC criaram o catalogo de navipeças. Este instrumento ajuda a aproximar a indústria naval de uma cadeia produtiva de bens e serviços, contribuindo para a aus ampliação do conteúdo nacional e estimulando a competitividade e tecnologia. A idéia é ampliar a abse de fornecedores e dar maior visibilidade junto aos estaleiros, com novos roadshows, fazer traduções para o inglês e espanhol e aproximar mais o comitê gestor, que inclui varias entidades do setor e instituições como o BNDES, Marinha e Finaciadore de Estudos e Projetos (FINEP), das empresas.

Em junho de 2011 a presidente Dilma, em cerimônia de inauguração da plataforma P-56 no estaleiro de Brasfels, em Angra, defendeu a capacidade dos fornecedores nacionais e instalação de uma indústria de navipeças, a exemplo do que ocorreu com o setor de autopeças.

A P-56, totalmente construída no Brasil, alcançou 72,9% de nacionalização, acima dos 65% exigidos. Ou seja, dos R\$ 1,5 bilhões de investimentos na plataforma, mais de R\$1 bilhao em peças e materiais foram comprados de fornecedores locais. Isso mostra a força da indústria nacional, mas as peças têm um bom aprendizado pela frente e enfrentam gargalos de escala e tecnológicos. Existem 3 grupos de itens do setor com diferentes potenciais de nacionalização.(Valor Setorial)

Os de potencial alto são produtos fabricados no país de forma competitiva, ou que podem chegar a esse estágio em breve. Os de médio potencial têm chance de obter competitividade no curto e médio prazo, e os classificados como de baixo potencial enfrentam problemas como falta de escala, tecnologia ou monopólios e oligopólios internacionais.

Existe uma grande limitação na transferência de tecnologia para o setor produtivo naval. Para cumprir a demanda de forma adequada, sem atrasos e com qualidade, a indústria naval precisa de um planejamento de curto prazo, visando reduzir custos e aumentar a velocidade de produção, com introdução de amis tecnologia. Com isso será possível a indústria se tornar competitiva globalmente, em especial, no setor de offshore, onde o valor da embarcação é maior. Porém os estaleiros cheios de trabalho estão sem tempo de pensar a fundo em inovação, e sua evolução nesse sentido tem sido tímida. Essa iniciativa deveria vir do Governo, com uma política industrial, porem os estaleiros e a cadeia produtiva está mobilizado. Um projeto de um centro de pesquisas navais, na UFRJ. Alem disso há o risco de não cumprimento de prazos na imensa lista

de embarcações em construção, o que poderia empurrar a demanda interna para o exterior e abortar a retomada sustentável de indústria naval. Um exemplo disso foi o primeiro petroleiro do Promef, onde o navio visto como o marco da indústria naval e sua retomada, enfrentou dificuldades pelo pioneirismo, sendo o primeiro a ser erguido em um estaleiro em implementação.

Conclusão

O objetivo deste trabalho foi caracterizar a evolução recente do segmento da indústria naval relacionado à produção de plataformas de produção offshore no Brasil. Para identificar tais características, foi feita a análise da evolução do segmento de plataformas offshore, de seus investimentos, dos players envolvidos, bem como de sua competitividade e capacitação. Olhando o desempenho recente do setor, bem como de suas potencialidades em um cenário positivo que se espera para a próxima década para toda a cadeia produtiva envolvida com a produção de petróleo e gás natural no país. Pudemos ver em qual ponto o país se encontrar entre os grandes players do setor (Coreia, China, Japão, Cingapura) e como o Brasil foi se adaptando às suas necessidades através das últimas décadas.

A descoberta das jazidas do pré-sal é, sem dúvida, um novo marco histórico para o país, que tem a possibilidade de tornar-se um grande exportador de petróleo em futuro não muito distante. É uma oportunidade única para o país, principalmente, olhando para sua indústria petroleira, mais especificamente o setor offshore. A redução das incertezas associadas ao potencial das jazidas e o novo cenário macroeconômico despontam como os facilitadores dessa retomada naval.

Em resumo, o país possui uma grande oportunidade de gerar riqueza e desenvolvimento de longo prazo e deve garantir que essa expansão no setor petroleiro, se espalhe para outras atividades industriais. A definição de regras claras, o respeito aos contratos atuais, o uso racional dos recursos e a criação de políticas que garantam a evolução da cadeia produtiva devem ser encarados como prioridade para que o Brasil garanta uma posição de destaque no setor energético global e, ao mesmo tempo, atinja os objetivos de desenvolvimento econômico e social tão almejados.

Bibliografia:

- AUSTIN, D., CARRIKER, B., MCGUIRE, T., PRATT, J., PRIEST, T., PULSIPHER, A. G. History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report; Volume I: Papers on the evolving offshore industry. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study MMS 2004-049. 98 pg, 2004.
- BARBOSA, R. Plataformas *offshore* ontem, hoje e amanhã. Brasil energia online. Artigo publicado em abr. 2004. Disponível em: <<http://www.brasilenergia.com.br/index.php>>. Acesso: jan., 2006.
- BOURBON, nº 20, Presentation Cheuvreux Oil gas 3 decembre 2009.
- COSTA, R. C.; PIRES, V. H.; LIMA, G. P. S. “Mercado de embarcações de apoio marítimo às plataformas de petróleo: oportunidades e desafios”. BNDES - Setorial nº 28, setembro de 2008.

- DEZEN, Francisco J. P. “Opções Reais Aplicadas à Escolha de Alternativa Tecnológica para o Desenvolvimento de Campos Marítimos de Petróleo” Dissertação de mestrado apresentada à sub-comissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo. UNICAMP, 2001.
- NEIT Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia, Boletim Neit nº 8. IE-Unicamp, abril de 2007. Disponível em: <http://www.econeit.org/>
- NEIT (Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia); “Boletim de Conjuntura Industrial, Acompanhamento Setorial, Panorama da Indústria e Análise da Política Industrial – Relatório de acompanhamento setorial: construção naval”, Dezembro 2007.
- NEIT (Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia); “Boletim de Conjuntura Industrial, Acompanhamento Setorial, Panorama da Indústria e Análise da Política Industrial – Relatório de acompanhamento setorial: construção naval”, Junho 2008.
- NEIT (Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia); “Boletim de Conjuntura Industrial, Acompanhamento Setorial, Panorama da Indústria e Análise da Política Industrial – Relatório de acompanhamento setorial: construção naval”, Dezembro 2008.
- NEIT (Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia); “Projeto PIB: complexo mecânico, indústria naval”, Janeiro 2009.
- HAKATENAKA, S, WESTNES,P., GJELSVIK, M., e LESTER, R. (2006) From ‘Black Gold’ to ‘Human Gold’. LIS Working Paper 06-002.
- ORTIZ NETO, José Benedito “O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do Sistema de Produção Flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas” Dissertação de mestrado apresentada ao Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, julho de 2006.
- ORTIZ NETO, José Benedito ; SHIMA, Walter Tadahiro . Trajetórias Tecnológicas no Segmento *Offshore*: Ambiente e Oportunidades. Revista de Economia Contemporânea, v. 12, p. 301-332, 2008.
- RUAS, J. A. G.; “Boletim de conjuntura industrial, acompanhamento setorial, panorama da indústria e análise da política industrial. Relatório de acompanhamento setorial, nº3: Construção Naval”. Convênio: ABDI e NEIT/IE/UNICAMP, dezembro de 2008.
- RUAS, J. A. G., RODRIGUES, F. H.; “Relatório de pesquisa do Projeto PIB” BNDES/UNICAMP/UFRJ, mimeo. Campinas, 2009.
- SABBATINI, R.; “Construção Naval no Brasil: Há condições para uma retomada?” Boletim NEIT, n.8, abril 2007. Disponível em <http://www.eco.unicamp.br/Neit/>
- SABBATINI, R.; “Relatório de Acompanhamento Setorial” (Volume I): Indústria Naval. Projeto: Boletim de Conjuntura Industrial, Acompanhamento Setorial e Panorama da Indústria., dezembro 2007.

SABBATINI, R.; “Relatório de Acompanhamento Setorial” (Volume II): Indústria Naval. Projeto: Boletim de Conjuntura Industrial, Acompanhamento Setorial e Panorama da Indústria. Convênio: ABDI e NEIT/IE/UNICAMP. Junho 2008.

SILVEIRA, M. M. da; “Introdução ao apoio marítimo”, Abril 2002.

SINAVAL “Demanda por plataformas de produção de petróleo – abril 2010“. Disponível em www.sinaval.org.br

UNICAMP-IE-NEIT (Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia), MDIC (Ministério do Desenvolvimento, da Indústria e do Comércio Exterior), MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia), FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos); “Estudo da competitividade de cadeias integradas no Brasil: impactos das zonas de livre comércio, Cadeia: Indústria Naval”, Dezembro 2002.

VALOR ECONÔMICO “Indústria Naval: Encomendas de construção e reformas de navios superam R\$ 10 bilhões“. Publicado em 01/04/2010.

Páginas de internet mais consultadas:

BNDES - http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt

Centro de Estudos de Gestão Naval (CEGN) – www.gestaonaval.org.br

Petrobras - <http://www.petrobras.com.br/pt/>

Portos e Navios - <http://www.portosenavios.com.br/site/index.php>

Revista TNPetróleo – www.tnpetroleo.com.br

Revista Portos e Navios – www.portosenavios.com.br

Rigzone - <http://www.rigzone.com/>

SINAVAL - <http://www.sinaval.org.br/index.php>

Anexo:

Figura 1 – Plataformas de Produção Submarina – estruturas selecionadas



Nota: Com base em informações de 2005, da esquerda para a direita: (1 e 2): Plataformas Fixas Convencionais (maior profundidade: 1991, 412 m, Golfo do México (GoM)); (3): *Compliant tower* (maior profundidade: 1998, 535 m de lâmina, GoM); (4 e 5): TLP com ancoragem vertical e Mini TLP (maior profundidade: 2004, 1.424 m no GoM); (6): Spar (maior profundidade: 2004, 1.709 m no GoM); (7 e 8): Semi-submersível (maior profundidade: 2003, 1.920 m no GoM); (9): FPSO (Maior profundidade: em 2005, 1.349m em águas da Bacia de Campos); (10): *Sub-sea completion and tie-back to host facility*.

Fonte: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), EUA.