

## INTRODUÇÃO

O presente trabalho apresenta um estudo dos aspectos de instalação das unidades de produção flutuantes (plataformas), com ênfase nos sistemas de ancoragem existentes, considerando seus aspectos, desde o projeto, até a execução a bordo das embarcações de reboque e manuseio de âncoras (AHTS).

Inicialmente, como contexto do trabalho, o Capítulo 1 traz um resumo da evolução da atividade exploratória de petróleo no Brasil, desde as primeiras concessões, na época do Império, passando pelas conquistas da Bacia de Campos, até o cenário atual, com as recentes descobertas do chamado “pré-sal”.

O Capítulo 2 trata do surgimento e a evolução das plataformas no âmbito nacional e internacional, caracterizando os tipos mais importantes existentes.

No Capítulo 3 são abordados os aspectos que envolvem um projeto de instalação e são descritos os tipos de ancoragem encontrados, bem como os elementos que compõem um sistema de ancoragem.

O Capítulo 4 trata das embarcações AHTS e sua evolução na indústria *offshore* do petróleo, descrevendo ainda seus equipamentos e características.

Finalmente, para ilustrar, no Capítulo 5 é descrito, de forma geral, o procedimento de pré-lançamento de sistemas de ancoragem convencionais de plataformas flutuantes estacionárias, inclusive as fases de pré-tensionamento e teste de carga das linhas de ancoragem, e traz o exemplo de um procedimento deste tipo realizado na Bacia de Campos em 2008, fazendo um detalhamento.

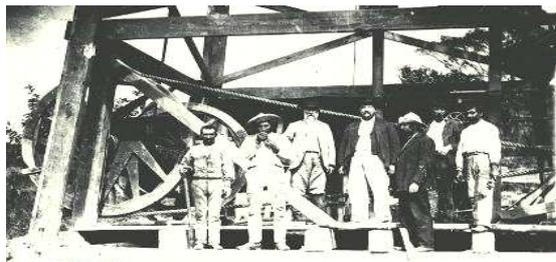
## Capítulo 1

### **Histórico da exploração de petróleo no Brasil**

# 1. Histórico da exploração de petróleo no Brasil

Mundialmente, em termos comerciais, a indústria do petróleo começou nos Estados Unidos da América, onde foi perfurado o primeiro poço produtor, em 1859. Pouco depois já havia dezenas de companhias petrolíferas, que, mais tarde, se transformariam em poderosas organizações.

No Brasil, as primeiras concessões foram outorgadas pelo Imperador em 1858, na Bahia, e a primeira perfuração foi realizada no final do século XIX em Bofete, São Paulo, mas somente a partir de 1919 que as atividades de perfuração em solo brasileiro se tornaram mais freqüentes e um pouco mais organizadas, porém ainda com escassos recursos e equipamentos simples.



**Figura 1**  
Perfuração pioneira em Bofete (SP), em 1892.  
(fonte: *Blog do Planalto*)

Em 1938, foi criado o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e decretada a propriedade estatal das jazidas de petróleo e do parque de refino, mas as perfurações prosseguiram em pequena escala. Um ano depois, em 1939, na localidade de Lobato, na Bahia, surgiu petróleo pela primeira vez – nascia a indústria brasileira do petróleo.

Em 1953, quando foi criada a Petrobras, que seria a responsável por executar as atividades da indústria petrolífera em nome da União, iniciou-se um trabalho intenso para desenvolver a indústria nacional petrolífera e as pesquisas se multiplicaram. Entretanto, este avanço não foi suficiente para viabilizar a produção de petróleo no Brasil, pois muitos dos fundamentos científicos, necessários para o uso e exploração do petróleo, decorriam dos esforços dos cientistas atuantes nos EUA, país que liderava o processo de aprendizagem científica na indústria do petróleo naquela época. E o Brasil descobriria, no final da década de 1950, que a maior parte das reservas

petrolíferas estaria localizada no mar, e não em terra, como acontecia nos EUA<sup>1</sup> e os demais países, e, além disso, a profundidade média dos poços brasileiros era bastante superior à dos norte-americanos. O pouco conhecimento tecnológico de exploração de petróleo em alto mar da época deixava o Brasil carente de inovações que permitissem a exploração do petróleo em alto mar – tecnologia conhecida como *offshore*.

### 1.1 A Exploração *Offshore* do Petróleo

A indústria *offshore* mundial teve seu nascimento entre os anos 1930 e 1950, na Venezuela e Golfo do México, respectivamente. Várias outras tecnologias complementares, então, foram desenvolvidas paralelamente para possibilitar essa produção (as mais importantes eram as de colocação de dutos de escoamento da produção e de sísmica em meio marítimo). A produção *offshore* expandiu-se continuamente, inclusive para o Mar do Norte, que, a partir da década de 1970, passou a rivalizar com o Golfo do México em ordem de importância para o volume de investimentos.

No Brasil, a atividade *offshore*, efetivamente, teve início em 1961, quando a Petrobras começou a procura de petróleo na **plataforma continental**, em uma faixa que ia do Espírito Santo ao Maranhão. A descoberta do primeiro poço *offshore* ocorreu em 1968, no litoral de Sergipe, em uma profundidade de 80 metros, e o campo foi chamado de Guaricema, iniciando a tradição de batizar com nomes de animais aquáticos as descobertas em alto mar.

Os anos seguintes também foram marcados por mais descobertas, destacando-se as alcançadas na bacia potiguar, com o campo de São Mateus e, posteriormente, o de Ubarana. Entretanto, foi na Bacia de Campos, no litoral fluminense, onde a Petrobras encontrou grandes reservas<sup>2</sup>, transformando o Estado do Rio de Janeiro no maior produtor de petróleo do país. O campo inicial, descoberto em 1974, foi o de Garoupa e a primeira perfuração ocorreu em 1976, a uma lâmina d'água de 100 metros.

---

<sup>1</sup> Em função da sua realidade, os EUA desenvolveram uma trajetória tecnológica, acerca da extração do mineral, quase que totalmente para bacias territoriais - a chamada tecnologia *onshore* ou *inland*.

<sup>2</sup> A Bacia de Campos se tornaria a maior província petrolífera produtora do Brasil, responsável por mais de 80 % da produção de petróleo do Brasil. (fonte: IBP. Informativo sobre o Pré-Sal. 2011)

A exploração comercial da Bacia de Campos foi, contudo, iniciada em 1977, com o campo de Enchova, com uma produção de 10 mil barris/dia (fonte: Petrobras).

Com a implantação da primeira fase de produção da bacia de Campos, o Brasil conseguiu aumentar substancialmente a produção de petróleo, contribuindo para reduzir a dependência energética. A produção passou, assim, a bater sucessivos recordes.

Na década seguinte (anos 1980), muitos desafios foram superados. Em 1984, foi descoberto o campo de Albacora, na Bacia de Campos, provando a existências de campos gigantes a grandes profundidades no Brasil, marcando a história da exploração em águas profundas brasileiras. Em 1986, ainda explorando na faixa dos 150 metros de profundidade – mas já com planos para os 1.000 metros, a Petrobras, que até então importava tecnologia, criou o PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, investindo<sup>3</sup> no desenvolvimento nacional de novas tecnologias, e livrando-se da “limitação” externa.

A trajetória na Bacia de Campos permitiu à Petrobras desenvolver tecnologia de exploração em **águas profundas** e **ultra profundas**, levando o Brasil a ocupar, atualmente, um lugar de destaque entre os poucos países que dominam todo o ciclo de perfuração submarina em campos situados a mais de dois mil metros de profundidade.

No ano de 1997, juntamente com a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Agência Nacional de Petróleo (ANP), o então presidente Fernando Henrique Cardoso sancionou a Lei No 9.478 (Lei do Petróleo), permitindo a presença de outras empresas para competir com a Petrobras em todos os ramos da atividade petrolífera, passou-se a ter uma “flexibilização” do monopólio estatal do petróleo, colocando sob a responsabilidade da ANP as concessões de exploração de petróleo, agora em regime de livre iniciativa.

---

<sup>3</sup> Grande parte do investimento do **Procap** destina-se a uma rede de pesquisa incluindo concorrentes, fornecedores e instituições de pesquisa, entre os quais o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o Centro de Estudos em Petróleo (Cepetro), da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp (Universidade de Campinas-SP) e, o principal deles, o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES), da Petrobras, criado em 1963, atualmente funcionando na UFRJ, na Ilha do Fundão-RJ. O primeiro grande feito do Cenpes ocorreu justamente em 1968, quando a partir de suas pesquisas, encontraram a primeira bacia petrolífera no mar brasileiro, no Campo de Guaricema (SE).

## 1.2 Fatos Recentes

A seguir, alguns fatos recentes serão enumerados:

- Em 2000, a Petrobrás produz petróleo a 1.877 metros de profundidade, no Campo de Roncador; estabelecendo um recorde mundial na época.
- Em 2003, a descoberta de outras bacias estabeleceu um novo período da atividade petrolífera no Brasil.
- Em 2005, encontrados os primeiros indícios de petróleo no Pré-Sal na Bacia de Santos, após conclusão das análises no segundo poço do bloco BM-S-11 (Lula, antigo Tupi).
- Em 2006, depois do início da produção da plataforma Petrobras 50, foi anunciada pelo governo brasileiro a “auto-suficiência” na produção de petróleo no Brasil, quando o país passou a produzir mais do que consome em valores absolutos (mas não deixando de importar petróleo “leve”, para misturar ao nosso petróleo “pesado”).
- No ano de 2007, o governo brasileiro anunciou a descoberta, na Bacia de Santos, de um novo campo de exploração petrolífera na chamada camada **pré-sal**. Essas reservas de petróleo encontravam-se a seis mil metros de profundidade e apresentam imensos poços de petróleo em excelente estado de conservação.

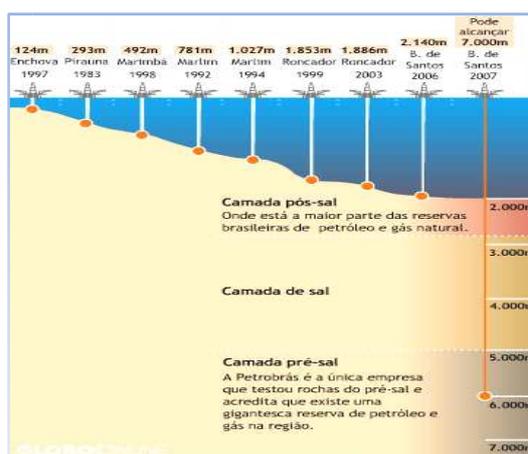


Figura 2

Evolução do Petróleo até a descoberta do Petróleo na camada Pré-sal. (Fonte: *Globo Online*)

- Em 02 de setembro de 2008, o navio-plataforma P-34 extraiu o primeiro óleo da camada Pré-Sal, no Campo de Jubarte, na Bacia de Campos, mais raso e ralo

que as demais reservas anunciadas pela Petrobras na Bacia de Santos (Fonte: O Globo, 02/09/2008).

- Em 1º de maio de 2009, deu-se início à produção de petróleo na descoberta de Tupi, por meio do **Teste de Longa Duração**<sup>4</sup> (TLD).

### 1.3 Atividades no Pré-sal

Atualmente, as atividades no pré-sal da Bacia de Santos são compostas por três sistemas, dos quais apenas um em definitivo, no campo de Lula (antigo Tupi), embora ainda sejam restritas, com operação em um único poço. Mas, desde meados do mês passado (Set. 2011), a produção de gás já chega ao continente. (fonte: [www.portalmaritimo.com](http://www.portalmaritimo.com), em 21/09/2011)

No último dia 26/09, durante o Congresso Pré-sal do Brasil 2011, o gerente de Planejamento do Pré-sal da Petrobras, Mauro Yuji Hayashi, apresentou o atual estágio de desenvolvimento das áreas licitadas e destacou que, apesar da complexidade da operação, é grande o índice de sucesso da atividade exploratória, em torno de 80%. As áreas do pré-sal produzem atualmente 129 mil barris de petróleo por dia. Deste total, 59 mil barris vêm da Bacia de Santos. (fonte: *Petrobras – Fatos e Dados*, 26/09/2011)

A produção estimada no pré-sal da Bacia de Santos, dentro de seis anos, deverá alcançar 01 (um) milhão de barris diários de petróleo, segundo o Gerente Geral da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos da Petrobras, José Luiz Marcusso (fonte: André Magnabosco/Agência Estado).

As descobertas no Pré-Sal elevam o Brasil a um novo patamar de reservas e produção de petróleo, em posição de destaque no ranking das grandes empresas de energia.

---

<sup>4</sup> O **Teste de Longa Duração** (TLD) pode durar, em média, de 06 (seis) meses até 01 (um) ano e tem como objetivo principal a implantação do sistema que irá testar a capacidade de produção de petróleo dos poços nas áreas de destino para fins de obtenção de dados (como, p. ex. valores de permeabilidade efetiva do reservatório, caracterização do fluido, comportamento do aquífero e características de elevação, escoamento e processamento do fluido) que servirão para estudar a viabilidade da produção do petróleo nos poços e definir o planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo da produção, e, ainda, desenvolver a tecnologia de produção nessas áreas. (Fonte: Petrobras)

## Capítulo 2

### **Plataformas *Offshore***

## 2 Plataformas *Offshore*

A procura por petróleo no mar começou no fim do século XIX, ao longo da costa californiana dos Estados Unidos, tendo sido utilizado como primeiro dispositivo para exploração um píer de madeira como suporte de equipamento de perfuração. Com o passar dos anos, ela foi se intensificando e o caminho natural foi estender-se para águas mais profundas. O píer de madeira foi transformado em plataformas de madeira sem ligação com a costa, até que em 1934 surgiu a primeira plataforma fixa.

Posteriormente, com o avanço tecnológico impulsionado, surgiram novas estruturas capazes de operar em locais mais distantes da costa e em lâminas d'água mais elevadas. Novos conceitos de unidades de perfuração e produção foram introduzidos para atender à demanda e para viabilizar a operação das mesmas em ambientes cada vez mais hostis. No começo dos anos 1950, no Golfo do México, surgiram as primeiras barcaças para profundidades entre 90 e 100 metros: estas eram antigos cascos de navios tanques convertidos em uma balsa de perfuração ancorada.

No fim da década de 70, surgiram as primeiras unidades Semi-submersíveis (SS) e os primeiros navios ancorados com colunas articuladas, utilizados para a produção de petróleo em águas profundas, fazendo com que os sistemas de ancoragem passassem a desempenhar importante papel na atividade *off-shore*. O avanço da produção e a descoberta brasileira de petróleo em águas cada vez mais profundas (que hoje chegam a 2000 metros) acarretaram na utilização ampla de unidades ancoradas.

Atualmente, podemos dividir os campos produtores em **lâminas d'água** profundas, em dois cenários bem distintos. O primeiro deles em regiões ricas em infraestrutura submarina, como por exemplo, o Golfo do México, cuja maior parte é recortada por gasodutos e oleodutos de diferentes diâmetros. Devido a essa característica e pela proibição do uso de sistemas com capacidade de armazenamento interno das autoridades reguladoras americanas<sup>5</sup> os sistemas típicos de produção no Golfo do

---

<sup>5</sup> Existem 03 (três) órgãos ou agências governamentais americanas que atuam na padronização, regulamentação e fiscalização dos mecanismos estruturais, bem como dos procedimentos operacionais utilizados nas unidades marítimas de exploração e produção de petróleo na região do Golfo do México e

México em lâminas d'água acima de 500 m são quase que unicamente TLP's (*Tension Leg Platform* – ver 2.2.3) e Spar's (ver 2.2.4).

O segundo cenário é formado por regiões com profundidade acima de 1.000m da Bacia de Campos (o Pré-Sal brasileiro), e pela costa oeste da África, onde se pode destacar Angola, Nigéria, Congo e Guiné Equatorial. Nas regiões citadas acima a produção é majoritariamente feita através de FPSO's (*Floating Production, Storage and Offloading* – ver 2.2.2), sendo 33 no Brasil e 40 distribuídos por toda costa oeste da África, e semi-submersíveis, 13 em operação no Brasil.



**Figura 3**

Crescimento das unidades flutuantes em operação no mundo.

O número de FPSO's é significativamente maior que a somatória de todos outros sistemas flutuantes em operação no mundo (Fonte: < [www.sinaval.org.br](http://www.sinaval.org.br) >) e como conseqüência é que seu comportamento hoje em dia é muito bem conhecido. Mas, nos últimos anos, tem-se pesquisado e desenvolvido novas formas de cascos que permitam uma maior flexibilidade quanto à operação. O maior destaque a essa abordagem é um FPSO não convencional, com amplitudes de movimentos extremamente reduzidas, em formato de uma única coluna, que vem recebendo o nome genérico de **Monocoluna**<sup>6</sup> ou MPSO (*Monocolumn Production Storage and Offloading*). Atualmente, a Petrobras tem uma Monocoluna afretada instalada no campo de Piranema.

---

na Plataforma Continental americana; são eles MMS (Minerals Management Service), USCG (United States Coast Guard) e OCSLA (Outer Continental Shelf Land Act).

<sup>6</sup> O casco **Monocoluna** integra as maiores vantagens presentes nos outros sistemas, pois conta com uma grande área de convés e a capacidade de carga no deck e armazenamento (equivalente a presente em um FPSO convertido de VLCC) e possui reserva de estabilidade avariada superior a qualquer outro sistema e movimentos verticais (heave) equivalentes ao de uma Spar (mas com a vantagem de menores movimentos angulares roll e pitch). Porém, têm como maiores desvantagens a necessidade de um dique com grande largura para sua construção e o reduzido número de plataformas operando, o que gera um risco extra durante a análise de viabilidade do projeto pelas companhias produtoras.



Foto: Geraldo Falcão, Agência Petrobras

**Figura 4**

Plataforma SSP Piranema

Primeiro FPSO monocoluna do mundo. (DNV Energy News, Ano 1, Nro. 2, Set.2005)

No Brasil, a **perfuração** e a **completação**<sup>7</sup> de um poço de petróleo no mar estão sendo realizados com duas modalidades básicas de plataformas, com características operacionais bem distintas:

- Através de unidades **fixas** (apoiadas no fundo do mar, ver 2.1):  
Jaquetas (300 a 400 m) ou *jack-up's* (100 m)
- Através de unidades **flutuantes** (ver 2.2):
  - Ancoradas: Semi-Submersíveis (SS) (1500 m), e
  - Com Sistema de Posicionamento Dinâmico (DPS): Semi-submersíveis e Navios sondas (3000 m).

Quanto aos sistemas flutuantes de **produção**, estão sendo utilizados basicamente dois tipos de casco na sua concepção:

- Plataformas Semi-submersíveis e
- Navios FPSO.

## 2.1 PLATAFORMAS FIXAS

São unidades de produção ou perfuração caracterizadas por estarem apoiadas diretamente no solo marinho, fixadas no através de estacas ou por gravidade. Foram as primeiras plataformas *offshore* a serem desenvolvidas e as mais comumente utilizadas, normalmente em **águas rasas** (lâmina d'água até em torno de 300 metros).

Há quatro tipos de plataformas fixas: **Jaqueta**, **Torre Complacente**, **Auto-Elevatória** e **Plataforma de Gravidade**. Por quase não possuírem movimentos, as plataformas fixas

<sup>7</sup> Completação: conjunto de operações destinadas a equipar o poço para deixá-lo, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva, pronto para produzir óleo, gás ou mesmo injetar fluidos nos reservatórios. (fonte: < <http://www.petroleoetc.com.br/> > )

permitem completação **seca**, ou seja, a árvore de natal encontra-se na superfície, e o controle e a intervenção nos poços são feitos na plataforma e não no fundo do mar.

### 2.1.1 Jaqueta (*Template Platform*)

Recebe este nome por estar diretamente apoiada sobre uma **jaqueta** (estrutura **treliçada**, constituída por tubos de aço cruzados). É fixada no solo marinho através de estacas, possuindo, geralmente, de 4 a 8 pés fixos para alcançar a estabilidade contra a força de ondas. Utilizada tanto para perfuração, quanto produção de petróleo.



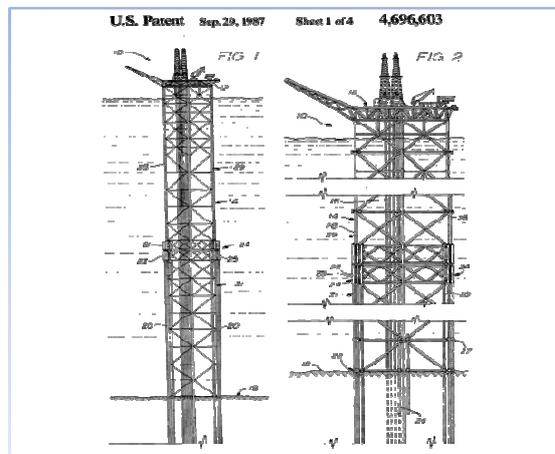
**Figura 5**

Plataforma "PMXL-1".

Localizada no campo de Mexilhão, na Bacia de Santos, em lâmina d'água de 172 m; maior plataforma fixa de gás do país. (Fonte: Petrobras Fatos e Dados – blogspot, Set/2011).

### 2.1.2 Torre Complacente

Tem características semelhantes à plataforma do tipo Jaqueta, possuindo tubos de aço como revestimento e estrutura treliçada, mas diferindo no formato, com uma torre estreita e flexível para suportar forças laterais através de deflexões, que aumenta a estabilidade em lâminas d'água superiores a 400 metros.



**Figura 6**

Plataforma tipo Torre Complacente.

(Fonte: <<http://www.hortonwison.com/pt/empresa>>)

### 2.1.3 Auto-Elevatória

Também conhecida como “*Jack-up*”, surgiu em meados da década de 1950. É um tipo de unidade móvel que, quando está em operação, é fixada no solo marinho através de “pernas” treliçadas que se encontram nos **corners** (cantos), por onde são erguidas, e ficam ao nível da água. Não possuem propulsão própria, e são rebocadas até o local de exploração, em lâminas d’água de até em torno de 130 metros, tendo por finalidade a perfuração de poços exploratórios de petróleo na plataforma continental.



**Figura 7**

Plataforma Auto-elevatória P-1.

Construída nos anos de 1967 e 1968, foi a primeira plataforma móvel de perfuração da Petrobras. (fonte: Blog do Planalto)

### 2.1.4 Plataforma de Gravidade

São plataformas fixadas no solo marinho por gravidade, construídas em concreto ou em aço. Tem por finalidade a produção de petróleo, em lâmina d’água de até 400 metros de profundidade.



**Figura 8**

Plataforma Fixa de Gravidade “Troll”

De propriedade da Shell, localizada na costa da Noruega no Mar do Norte, é o objeto móvel de maior peso criado pelo homem. O peso seco da estrutura é de 656.000 toneladas e possui 369m de altura. (Fonte: Cimento Itambé).

## 2.2 PLATAFORMAS FLUTUANTES

Com a descoberta de petróleo em lâmina d’água superior a 1000 metros, foi necessário o desenvolvimento de novas técnicas de exploração. Então, surgiram as plataformas

flutuantes, que são estruturas complacentes, isto é, apresentam deslocamentos no plano horizontal e vertical sob a ação das cargas ambientais, que são instaladas através de um **sistema de ancoragem** ou de **posicionamento dinâmico** (DP).

Existem vários tipos de **cascos** de unidades flutuantes que diferem de acordo com a finalidade, pelo fato de produzir e armazenar petróleo, apenas produzir ou apenas armazenar, e apenas perfurar<sup>8</sup>. Este trabalho abordará as plataformas **SS**, os **FPSO's**, as **TLP's**, as **Spar's** e os **Navios-sonda**.

### 2.2.1 Plataforma Semi-Submersível (SS)

Tem o casco formado, basicamente, por **flutuadores** (*pontoons*), **contraventamentos** (*bracings*), **colunas** e o **convés** (*Upper Hull*), onde estão localizados os principais equipamentos de perfuração ou produção. Os flutuadores são os responsáveis pela maior parte do empuxo, garantindo a flutuabilidade da plataforma, e também minimizando os movimentos de onda da plataforma; já as colunas são responsáveis pela estabilidade da plataforma, não deixando que ela **emborque**.

Devido aos movimentos de onda aos quais as unidades são submetidas, fazem completação “molhada”, com a árvore de natal no poço.



**Figura 9**  
Plataforma Petrobras 51  
Primeira plataforma SS construída totalmente no Brasil. (Fonte Agência Estado)

### 2.2.2 Sistema Flutuante de Produção

Geralmente, são cascos de navios petroleiros de grande porte que foram desativados e “convertidos” em plataformas, com capacidade para produzir, processar e/ou

<sup>8</sup> As plataformas flutuantes empregadas somente na **perfuração** são, geralmente, denominadas de **MODU's** - Mobile Offshore Drilling Units; no entanto, além de perfurar, podem realizar operações de avaliação da produção, processamento e transferência do óleo, mas não de armazenagem. Possuem sistema de ancoragem clássico, ou usam posicionamento dinâmico, que não tem ligação física com o fundo do mar, exceto pelos equipamentos de perfuração, e fica estacionária numa localização por um determinado período de tempo.

armazenar petróleo ou gás natural. A primeira conversão deste tipo ocorreu no final dos anos 1970, e sua intenção era baratear e agilizar a instalação de uma “nova” unidade. Assim como as SS's, os FPSO's não têm condição de fazer a completação do poço em seu convés, fazendo completação “molhada” (i.e. árvore de natal na “cabeça” do poço). Os principais tipos de Sistema Flutuante de Produção (FP) são:

- - **FPO** (*Floating Production and Offloading*): unidades de Produção e Descarga.
- - **FPSO** (*Floating Production, Storage and Offloading*): unidades de Produção, Armazenamento e Descarga.
- - **FSO** (*Floating Storage and Offloading*): unidades de Armazenamento e Descarga.

A idéia central dos FP's foi a de garantir uma grande capacidade de armazenamento que permitisse a instalação dessas unidades em campos muito afastados da costa, onde a instalação de linhas de duto se tornaria proibitiva.



**Figura 10**  
FPSO OSX-1.

Primeira unidade FPSO da empresa OSX, pertencente ao Grupo EBX, do empresário brasileiro Eike Batista.  
(Fonte: Divulgação/Site OSX)

### 2.2.3 TLP (Tension Leg Platform)

São unidades flutuantes, tanto de perfuração quanto de produção de petróleo, que surgiram em meados dos anos 1980, e possuem o casco semelhante a uma plataforma SS. Porém, são ancoradas por tendões de aço fixados no mar através de estacas, e a flutuabilidade do casco faz com que os cabos fiquem tracionados reduzindo o movimento de **heave** da plataforma. Assim, a completação pode ser do tipo **seca**, o que representa uma diminuição nos custos de instalação e produção dos poços, facilitando o controle do fluxo de óleo e aumentando a segurança da extração deste.

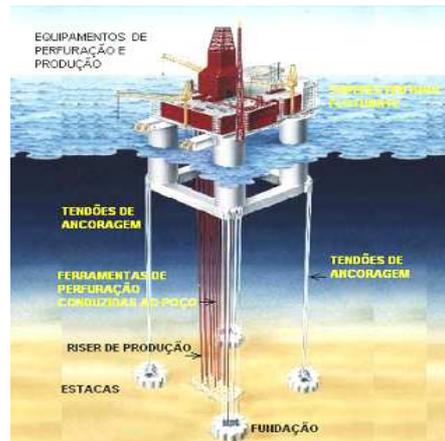


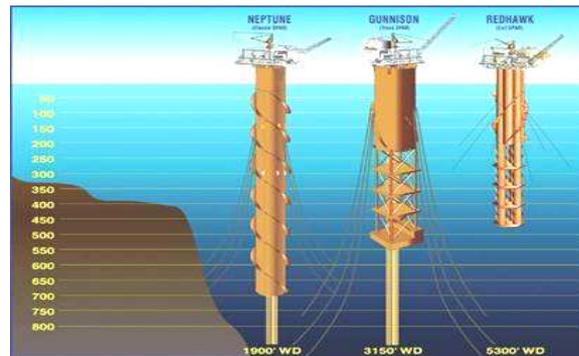
Figura 11  
Plataforma TLP

#### 2.2.4 Spar

As plataformas *Spar* são utilizadas para exploração em águas profundas, em torno de 1650 metros. Possui estabilidade maior do que as plataformas citadas anteriormente, devido ao tamanho do calado da plataforma de cerca de 200 m (a resultante de vento, de corrente e onda não consegue deslocar significativamente o centro de rotação), gerando, desta forma, uma diminuição dos efeitos de onda e movimentos verticais. Isso possibilita não só o uso de *risers* rígidos de produção como também a completação seca. Além disso, têm baixo custo, podendo utilizar um sistema de amarração convencional.

Há três tipos de plataformas *Spar's*, baseadas na evolução do conceito da mesma, que são:

- *Spar Buoy*: primeiro conceito de plataforma *Spar* desenvolvido, sua principal característica é o casco em formato de um único cilindro vertical, composto por aço, que flexibiliza a capacidade de carga no convés.
- *Truss Spar*: principal evolução do conceito da plataforma *Spar*, com a substituição do cilindro na região abaixo dos tanques por uma estrutura treliçada e por placas horizontais, aumentando ainda mais a estabilidade.
- *Cell Spar*: tem as mesmas características da *Truss Spar*, mas é composta por vários tubos menores em volta de um único cilindro; foi desenvolvida para baixar o custo da construção.



**Figura 12**

Plataformas Spar

Plataformas Spar Buoy, Truss Spar e Cell, respectivamente.

(Fonte: < <http://www.eng.nus.edu.sg/civil/updates/seminar/15022005a.bmp> >)

### 2.2.5 Navio-sonda

Unidade similar a um navio convencional, utilizada tanto para exploração quanto desenvolvimento de campo, com uma abertura em seu casco que permite que uma coluna de perfuração desça para perfurar os poços submarinos. Possui capacidade de carga superior às plataformas submersíveis de última geração, permitindo-lhes carregar mais insumos a bordo e é, geralmente, operada em sistema de DP.



**Figura 13**

Navio-sonda

## Capítulo 3

### **Instalação de uma Unidade de Produção *Offshore***

### 3 Instalação de uma Unidade de Produção *Offshore*

A complexidade inerente à atividade de **exploração**<sup>9</sup> de um campo de petróleo em alto-mar implica a necessidade de se tomarem diversas decisões relativas ao projeto de instalação do sistema de produção, que envolvem desde o estabelecimento do número, tipo de perfuração e capacidade de produção dos poços de petróleo, até a configuração de sistemas e equipamentos em plantas de processo nas plataformas.

No caso das plataformas flutuantes, destaca-se ainda o sistema de **amarração** ou de **ancoragem** ao qual o casco está submetido. Neste trabalho, será abordada, somente, a instalação de plataformas flutuantes estacionárias.

#### 3.1 Projeto da Unidade de Produção *Offshore*

##### 3.1.1 Visão Geral

Um sistema de produção consiste, resumidamente, de uma ou mais plataformas ou **Unidades Estacionárias de Produção** (UEP), os equipamentos localizados no convés das UEP's e os equipamentos localizados no fundo do mar (*layout* submarino). Na produção *offshore* brasileira, destacam-se dois tipos de sistemas flutuantes, que são aqueles contendo UEP's do tipo SS e/ou F(P)SO, amplamente utilizados e que apresentam excelente desempenho, tanto em lâminas d'água profundas, como ultra-profundas.

Mas é durante o projeto de desenvolvimento do campo, onde são analisadas todas as alternativas no **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica** (EVTE), que é selecionado o tipo da UEP (confrontando as características de cada uma com as

---

<sup>9</sup> **Exploração** é um termo técnico usado para a retirada, extração ou obtenção de recursos naturais, geralmente não renováveis, para fins de aproveitamento econômico, pelo seu beneficiamento, transformação e utilização. Diferente de **exploração**, que se refere à fase de prospecção e pesquisa dos recursos naturais, e visa a descoberta, delimitação e definição de tipologia e teores e qualidade da ocorrência do recurso. (Referências: Dicionário Houaiss, verbete "explotar"; Deliberação CRH n.º 65, de 04 Set. 2006, Conselho Estadual de Recursos Hídricos-SP. Fonte: Wikipedia)

necessidades do campo em estudo) e o sistema de produção. Neste estudo, as plataformas são classificadas e projetadas de acordo com 03 (três) fatores<sup>10</sup>:

- a produção esperada deste campo,
- a lâmina d'água e
- intempéries ambientais.

Ainda neste estudo, deve ser selecionado o método adequado de manutenção da posição da unidade, de forma que este possa mantê-la dentro de limites aceitáveis acima da cabeça do poço. Um deles é o Sistema de Posicionamento Dinâmico (DPS), onde a unidade possui vários “*thrusters*” sob o casco, trabalhando na manutenção da condição estacionária da unidade; o outro é o **Sistema de Ancoragem** (ou de **Amarração**), um conjunto de elementos capazes de manter uma unidade flutuante em uma posição de equilíbrio na **locação**. Normalmente, é composto de “**linhas**”, sendo que cada linha compreende um ponto fixo (âncora ou estaca) no solo marinho, e elementos que conectam este ponto à unidade.

No que se refere à instalação de uma UEP flutuante, o custo do sistema de ancoragem é pequeno, quando comparado aos custos dos demais equipamentos, como *risers*, casco ou a própria planta de produção. No entanto, a ancoragem não apenas afeta diretamente o projeto de alguns destes sistemas – principalmente o de *risers*, pelo **passeio**<sup>11</sup> (*offset*) da plataforma, mas um projeto de ancoragem tem interferência direta no custo de instalação da unidade flutuante, pois depende que esteja concluída, para entrar efetivamente em produção, e o atraso certamente acarreta em prejuízos exorbitantes.

Em decorrência da viabilidade econômica e dos limites operacionais impostos, por atuarem em lâminas d'água profundas e ultra-profundas nos campos atuais, as estruturas flutuantes demandam sistemas de ancoragem cada vez mais robustos e confiáveis, capazes de resistirem às solicitações ambientais mais severas. Além disso, os sistemas de ancoragem, geralmente, são projetados com fatores de segurança e

---

<sup>10</sup> Ainda poderíamos incluir o solo como outro fator determinante do projeto, mais especificamente no projeto de ancoragem da plataforma.

<sup>11</sup> O **passeio** (ou **excursão**) é a distância horizontal que a unidade percorre desde a sua posição de equilíbrio neutro até a posição de equilíbrio sob o carregamento ambiental; é normalmente medido como um percentual da lâmina d'água.

redundância, geralmente, para suportar toda a vida de projeto da unidade marítima na locação, e os projetos chegam a ser feitos para 25 anos de operação contínua, eliminando a troca ou reposição de trechos das linhas, o que exige projetos de sistemas de ancoragem confiáveis para permitir a operação da mesma sem paradas.

Assim, a obtenção da configuração de um sistema de ancoragem de uma plataforma flutuante é resultado direto das conclusões obtidas e apresentadas ao longo de todo o estudo do projeto, visando uma escolha que garanta maior segurança e menor custo.

### 3.1.2 Parâmetros de Controle

O projeto de um sistema de ancoragem consiste basicamente na determinação ou especificação dos seguintes **parâmetros de controle**:

- número de linhas do sistema;
- arranjo de ancoragem;
- configuração geométrica de cada linha do sistema (raio de ancoragem e comprimento total da linha);
- composição e dimensões dos materiais de cada linha;
- pré-tração (ou pré-tensionamento) em cada linha de amarração;
- tipo, peso e posição da âncora de cada linha;
- tipo, dimensões e características do *hardware* de superfície.

Um sistema assim especificado estará apto a ser instalado numa unidade flutuante desde que satisfaça uma série de requisitos e critérios de projeto estabelecidos nas normas das sociedades classificadoras.

### 3.1.3 Certificação

A certificação do projeto do sistema de ancoragem, segundo normas das **Sociedades Classificadoras** (doravante chamadas apenas “Classificadoras”), além de mandatória como condição de classe para UEP, serve para trazer confiabilidade ao projeto. Sendo assim, o cálculo demonstrando que os componentes das linhas são capazes de atender aos fatores de segurança requeridos pelas normas, deve ser submetido à classificadora, e aprovado pela mesma, como condição de classe da unidade.

No Brasil, temos 03 (três) Classificadores que atuam na certificação de projetos de ancoragem: DNV (*Det Norske Veritas*), ABS (*American Bueau of Shipping*) e BV (*Bureau Veritas*). As Classificadoras, normalmente, seguem os preceitos e as recomendações oriundas de **associações comerciais**<sup>12</sup> (como, por exemplo, o **American Petroleum Institute** – API, nos Estados Unidos), baseados na experiência dos parceiros da indústria do petróleo. Embora, por vezes, os estabeleçam de forma distinta, os critérios a serem considerados para o projeto do sistema de ancoragem, podem ser assim resumidos:

- **Condições Ambientais do Projeto** (*metocean data*): os sistemas de ancoragem (que não sejam **provisórios**<sup>13</sup>) devem ser projetados para resistir às **condições ambientais extremas**, ou seja, com **período de retorno**<sup>14</sup> centenário (i.e. para um carregamento ambiental que tem a probabilidade de ocorrer uma vez a cada 100 anos), e as condições ambientais específicas para a localização pretendida da unidade devem ser submetidos para a Classificadora.
- **Metodologia de análise e critérios de projeto**: O sistema de ancoragem deve ser projetado em termos de análise das tensões, para as condições: intacta (todas as linhas do sistema intactas), falha de uma das linhas e para resistir às cargas cíclicas que podem levar à fadiga, estabelecendo fatores de segurança para análise de tensão máxima na linha para cada condição de projeto acima.

Considerando os critérios acima, os **itens de projeto** são assim definidos nas normas:

---

<sup>12</sup> As **associações comerciais** (*trade associations*) são organizações, muitas vezes sem fins lucrativos, fundadas e financiadas por empresas que operam em um setor específico e que participam de atividades de relações públicas, educação, doações políticas, *lobby* e publicação, mas seu foco principal é a colaboração entre as empresas ou de normalização. (Fonte: Wikipédia)

<sup>13</sup> Entende-se como **ancoragem provisória ou temporária**, aquela cujo sistema permanecerá por um período curto de tempo, normalmente inferiores a um ano; estes sistemas não são necessariamente dimensionados para suportar condições ambientais extremas. (Ver capítulo 3).

<sup>14</sup> **Período de retorno**, também conhecido como período de recorrência (ou tempo de recorrência), é o intervalo de tempo estimado de ocorrência de um determinado evento; é definido como o inverso da probabilidade de um evento ser igualado ou ultrapassado ( $T=1/p$ ). Este parâmetro estatístico tem grande utilidade para análises de risco e dimensionamento de obras de engenharia, geralmente com o objetivo de minimizar os efeitos prejudiciais de certo fenômeno natural. Exemplo: Se uma cheia é igualada ou excedida em média a cada 100 anos terá um período de retorno  $T = 100$  anos. Isto não quer dizer que este evento ocorrerá regularmente a cada 100 anos. Dado um período de 100 anos qualquer, a cheia de 100 anos poderá ocorrer várias vezes ou até não ocorrer. Em outras palavras, diz-se que esta cheia tem 1% de probabilidade de ser igualada ou excedida em qualquer ano. (Fonte Wikipédia)

A) Análise de Tensão Máxima na Linha

As tensões nos diversos elementos das linhas devem ser analisadas para as condições ambientais e condições de projeto acima mencionadas.

B) Análise de tensão mínima na linha

Adicionalmente, no caso de sistemas compostos por trechos de material sintético (poliéster ou equivalente), o projeto de ancoragem deve considerar a verificação da tensão mínima no mesmo de forma a mantê-lo sempre sob tração, para que não ocorra dano devido à possível compressão das fibras.

C) Análise de Fadiga

O projeto do sistema de ancoragem também deverá incluir uma verificação da resistência à fadiga para o tempo de operação proposto (vida útil).

D) Análise do *offset* máximo da unidade

A verificação do passeio (*offset*) máximo da unidade não é, em geral, escopo de classificação. A definição do passeio máximo é um requisito de projeto e está normalmente relacionado ao passeio máximo admissível para o sistema de *risers*.

E) Consideração da corrosão e abrasão da linha

Durante o projeto do sistema de amarração, uma margem de segurança relativa à corrosão e/ou abrasão deve ser considerada para os trechos aplicáveis de cabo de aço e amarra da linha.

F) Pontos de Ancoragem

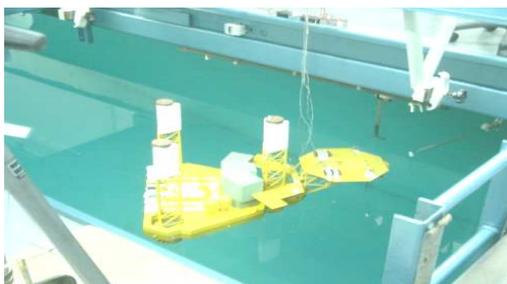
Diz respeito aos fatores de segurança relacionados ao cálculo efetivo da capacidade de cravação (*holding power*) dos mesmos, sejam estes âncoras convencionais, âncoras verticais ou estacas (sucção, torpedo ou cimentadas).

**Obs.:** Para que as forças envolvidas não ultrapassem os limites de segurança pré-estabelecidos (visto que as linhas de ancoragem também transmitem as cargas ambientais que sobre elas atuam) é de fundamental importância, ainda, uma análise correta da **topologia** da ancoragem.

Acrescenta-se, ainda, que todos os **acessórios** (ver 3.2.2.4) utilizados no sistema de amarração permanente de UEP devem ser aprovados pela Classificadora, sendo fabricados através de processos aprovados e por empresas certificadas de acordo com os requisitos estabelecidos nas normas; inclusive com a **especificação do material**

utilizado na construção (fundido ou forjado) e os procedimentos de **ensaios não-destrutivos**<sup>15</sup>, incluindo os critérios de aceitação elaborados pelo fabricante sendo também submetidos para aprovação junto à Classificadora. Adicionalmente aos testes mecânicos e análise química indicados anteriormente, após fabricação e tratamento térmico, todos os acessórios deverão ser testados (carga de prova e carga de ruptura) na presença do vistoriado atendente da classe.

Após obtidos os resultados numéricos, é feito um estudo experimental, baseado em ensaios em **tanques de provas**<sup>16</sup>. Durante os ensaios são medidos os movimentos nos **seis graus de liberdade**<sup>17</sup> da plataforma e também as trações em todas as linhas, conexões e tendões. Além disso, existem *softwares* cujo objetivo é a solução do problema hidrodinâmico, para análise das interações de ondas com plataformas e outras estruturas navais.



**Figura 14**

Ensaio em tanque de provas

*Modelo reduzido de plataforma no tanque de provas do Centro de Engenharia Naval e Oceânica (CNaval), localizado no IPT (Instituto de pesquisas tecnológicas) em São Paulo. (fonte: Google)*

Ainda para garantir a confiabilidade na ancoragem, as linhas de ancoragem devem ser submetidas ao **teste de carga** (*test load* - ver 5.4) antes do uso inicial e, novamente, depois de qualquer alteração substancial em sua configuração, seja intencional ou eventualmente, de maneira natural ou acidental. O teste de carga é de suma importância na instalação do sistema de ancoragem. Os requisitos para tais testes

<sup>15</sup> Ensaio Não-Destrutivo (END): são técnicas utilizadas na inspeção de materiais e equipamentos sem danificá-los, executadas nas etapas de fabricação, construção, montagem e manutenção; constituem umas das principais ferramentas do controle da qualidade de materiais e produtos, largamente utilizadas nos setores de petróleo, petroquímico, químico, siderúrgico, naval, entre outros. Exemplos de END: Inspeção Visual, Partículas Magnéticas, Líquidos Penetrantes, Ultra-Som, Radiografia etc. (Fonte: ABENDE <[http://www.abende.org.br/info\\_end\\_oquesao.php?w=1280&h=800](http://www.abende.org.br/info_end_oquesao.php?w=1280&h=800)>).

<sup>16</sup> Um dos principais objetivos de um **tanque de provas** é emular as condições ambientais atuantes em um sistema oceânico para verificar o modelo numérico.

<sup>17</sup> As estruturas flutuantes desenvolvem movimentos em **seis graus de liberdade** com relação ao referencial fixo ao corpo, sendo: **três rotações**, tipos rolo ou balanço (*roll*), nutação ou caturro (*pitch*) e os desvios de rumo, guinada, precessão, giro ou cabeceio (*yaw*), e **três translações**, tipos avanço ou descaimento (*surge*), afastamento, deriva ou abatimento (*sway*) e afundamento ou arfagem (*heave*).

devem ser definidos pelo desenhista/projetista em conformidade com as sub-cláusulas contidas na referida norma, de acordo com o tipo de âncora.

### 3.2 Sistemas de Ancoragem

Os sistemas de ancoragem foram surgindo à medida que existia necessidade de “fixar” uma unidade no mar. Assim, sistemas de ancoragem provisórios consistindo em uma ou mais linhas conectadas à proa ou popa do navio foram (e continuam sendo) usados.

Quando a exploração e produção *offshore* de petróleo e gás começaram, tornou-se aparente a necessidade de sistemas de amarração permanentes. Com o passar dos anos, e com as novas descobertas em lâminas d'água mais profundas, evidenciou-se uma divisão nítida entre as estruturas marinhas responsáveis pela exploração dos campos de petróleo em: plataformas fixas (jaquetas ou auto-elevatórias) para profundidades inferiores a 150m, e plataformas flutuantes (SS's, FPSO's ou FSO's), para profundidades maiores.

Atualmente, os sistemas de ancoragem para instalações flutuantes *offshore* já não seguem um único padrão; são diversos os sistemas existentes, conforme as exigências e particularidades de cada locação. A cada ano, surgem no mercado novos sistemas para a produção, exploração, armazenamento e transporte de óleo e gás, que são completamente diferentes de seus precursores e que possuem exigências muito específicas para a ancoragem.

#### 3.2.1 Tipos de Sistemas de Ancoragem

Os sistemas de ancoragem são caracterizados conforme os critérios descritos a seguir.

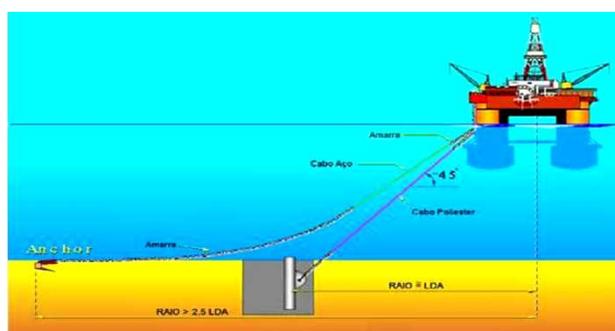
##### 3.2.1.1 Quanto à geometria dos elementos de restauração:

Conforme a disposição geométrica das linhas de ancoragem, um sistema de ancoragem pode ser: **convencional** (catenária), **esticado** (*taut-leg*) ou **vertical**.

3.2.1.1.1 Convencional: A ancoragem **em catenária** é a técnica convencional utilizada em operações de produção ou perfuração, com a vantagem de possibilitar maiores

passeios da embarcação sem a necessidade de âncoras com elevado poder de garra. O fato de possuir um raio de ancoragem razoavelmente grande e o próprio atrito do trecho de linha encostado no fundo são os responsáveis por absorver as solicitações do carregamento ambiental, aliviando os esforços nas âncoras, em condições normais de operação. Sua principal desvantagem é o congestionamento com as linhas de unidades próximas, que interfere diretamente no posicionamento das unidades, além da interferência de linhas com equipamentos submarinos.

3.2.1.1.2 *Taut-leg*: A ancoragem **esticada** é caracterizada pela disposição das linhas de ancoragem em uma configuração que não apresenta trechos apoiados no leito marinho, uma vez que as mesmas se encontram mais tracionadas do que em um sistema convencional, conferindo maior **rigidez**, reduzindo o *offset* da unidade. Sendo assim, o ângulo formado entre as linhas de ancoragem e o leito marinho é diferente de zero, exigindo que a fundação seja capaz de resistir a carregamentos com componentes horizontais e verticais. Tal fato impossibilita a utilização de âncoras convencionais, fazendo-se necessário empregar outros tipos de elementos de fundação, tais como as **estacas de sucção**, as **estacas torpedo** e as **VLA's** (*Vertical Load Anchor*).



**Figura 15**

Comparação entre o sistema de ancoragem convencional e o *taut-leg*.

3.2.1.1.3 *Vertical* (TLP): é caracterizado pela disposição das linhas de ancoragem trabalhando como tendões verticais constantemente tracionados em decorrência da parcela do empuxo proveniente da parte submersa da unidade flutuante superar o peso próprio desta. Os tendões podem ser de cabo de aço ou de material sintético, e conferem ao sistema uma rigidez elevada no plano vertical, enquanto a rigidez no plano horizontal é reduzida, sendo garantida pela componente horizontal da força de restauração quando da solicitação da linha no referido plano.

A ancoragem vertical é essencialmente utilizada em plataformas do tipo TLP, podendo ser também empregada em ancoragens de bóias e **monobóias**.

### 3.2.1.2 Quanto às restrições impostas:

Atualmente, quanto às restrições impostas, encontramos plataformas com ancoragem com **Ponto Único** (*Single Point Mooring*), **Distribuída** (*Spread Mooring*) e de **Posicionamento Dinâmico**.

3.2.1.2.1 *Single Point Mooring* (SPM): A ancoragem com ponto único é caracterizada pela concentração das linhas de ancoragem em uma única posição da embarcação. Este tipo de sistema é mais apropriado para navios do tipo FPSO, pois permite que a unidade flutuante gire livremente ao redor das linhas, alinhando-se com a direção das cargas ambientais predominantes e, conseqüentemente, reduzindo os esforços atuantes na mesma.

Neste sistema, podem-se distinguir três tipos de configuração predominantes: ancoragem com **Turret** (interno e externo), CALM (*Catenary Anchor Leg Mooring*), SALM (*Single Anchor Leg Mooring*).



Figura 16



Figura 17

Plataformas com *Turret* externo (figura 16) e interno (figura 17).

(Fonte: fig. 16.a < <http://www.bwoffshore.com/Our-business/Our-presence-and-units/Units/BW-Vicente/> > e Fig. 16.b < [http://www.agenciapreview.com/detalhelimagem.asp?cod\\_foto=6015](http://www.agenciapreview.com/detalhelimagem.asp?cod_foto=6015) >)

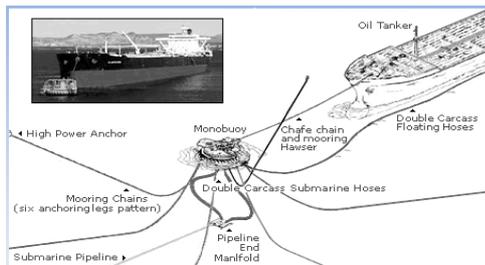


Figura 18

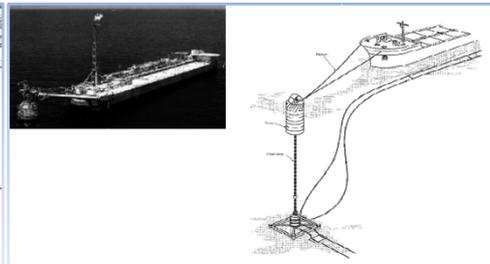


Figura 19

Detalhes das ancoragens CALM (figura 18) e SALM (figura 19).

(Fonte: < [http://www.termmap.com.ar/termmapWeb/paginas/Terminales/e\\_maritimo.html](http://www.termmap.com.ar/termmapWeb/paginas/Terminales/e_maritimo.html) >)

3.2.1.2.2 Spread Mooring (SM): a ancoragem distribuída é caracterizada pela distribuição das linhas de ancoragem em torno da unidade flutuante, provendo a esta capacidade de resistir a carregamentos ambientais atuantes em qualquer direção. Também é conhecida como **amarração em quadro de ancoragem**; geralmente é utilizada nas plataformas SS.

**Obs.:** Uma configuração especial de ancoragem distribuída foi desenvolvida pela Petrobras para navios do tipo FPSO; trata-se do sistema **DICAS** (*Differentiated Compliance Anchoring System*), que utiliza linhas de ancoragem com rigidez na proa diferente da popa do navio (através da disposição adequada das linhas com níveis de pré-tensão distintos), que proporciona um alinhamento parcial do navio em relação às direções dos carregamentos ambientais mais severos. Este sistema dispensa a utilização do *turret*, o que proporciona uma vantagem, apesar de o sistema apresentar *offsets* consideráveis, principalmente associados à **guinada** da embarcação.



Figura 20

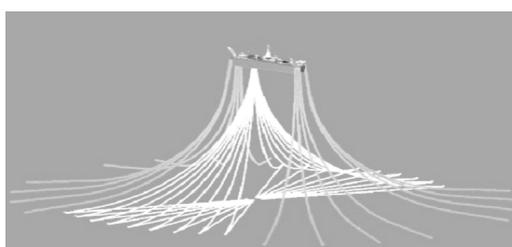


Figura 21

Plataforma SS com ancoragem Spread Mooring (Figura 19) e FPSO utilizando sistema DICAS. (Fonte: Google)

3.2.1.2.3 Posicionamento Dinâmico: também conhecido como DPS (*Dynamic Positioning System*) é caracterizado por utilizar propulsores e empelidores laterais (*thrusters*) para manter a unidade flutuante na posição, através do acionamento automático dos mesmos, de modo que se compensem os efeitos dos carregamentos ambientais atuantes, tais como vento, onda e corrente; pode ser utilizado isoladamente ou em conjunto com algum outro sistema de ancoragem. A adoção deste tipo de sistema é particularmente adequada para unidades que apresentem grande mobilidade, ou seja, provisórias (ver 3.2.1.3.2), como por exemplo, na perfuração de poços ou realizando um TLD.

**Obs.:** Quando tais unidades operam muito próximas a outras já ancoradas, pode-se fazer necessária a utilização de âncoras de segurança, ou de embarcações de apoio conectadas a mesma, para o caso de sofrerem alguma falha na geração de energia.

### 3.2.1.3 Quanto à permanência:

Conforme o tempo de permanência, os sistemas de ancoragem são classificados em **permanentes** ou **provisórios**.

3.2.1.3.1 Permanentes: são aplicados nas instalações definitivas de produção, destinados a permanecer na locação por períodos prolongados (acima de 10 anos). Devem ser projetados para resistir às condições ambientais extremas (vide 3.1.3).

3.2.1.3.2 Provisórios: também chamados temporários, são os sistemas que apresentam grande mobilidade, permanecendo períodos de tempo reduzidos em determinado local. Não são, necessariamente, dimensionados para suportar condições ambientais extremas. Nestes casos, deve ser feito um julgamento baseado no risco de exposição às condições ambientais severas e na consequência de uma falha na amarração. (API Recommended Practice 2SK, item 2.3; Third Edition, October 2005).

### 3.2.1.4 Quanto à operação:

Os sistemas de ancoragem, quanto à sua resposta, são classificados em **ativos** ou **passivos**.

3.2.1.4.1 Ativos: pressupõe que a unidade flutuante esteja equipada com um sistema de posicionamento diligente, que atua, instantaneamente, por meio dos propulsores principais, os empelidores de vante, de ré, azimutais e/ou qualquer outro tipo de aparato que desenvolva empuxo no plano horizontal, e assim a embarcação pode ser mantida em posição fixa numa determinada locação.

Obs.: As estruturas flutuantes desenvolvem movimentos nos seis graus de liberdade com relação ao referencial fixo ao corpo: três rotações, tipos rolo ou balanço (*roll*), natação ou caturro (*pitch*) e os desvios de rumo, guinada, precessão, giro ou cabeceio (*yaw*), e três translações, tipos avanço ou descaimento (*surge*), afastamento, deriva ou abatimento (*sway*) e afundamento ou arfagem (*heave*), conforme mostra o desenho acima. Destes seis movimentos apenas o *heave*, o *roll* e o *pitch* possuem restauração

ao estado inicial ante a perturbação externa, devido características próprias do casco. Os outros três dependem de elementos externos (no caso o sistema de ancoragem).

3.2.1.4.2 Passivos: Uma vez instalados não são feitos quaisquer ajustes subseqüentes para suportar condições ambientais adversas.

### 3.2.2 Elementos de um sistema de ancoragem

Uma unidade flutuante de perfuração ou produção permanece fisicamente conectada ao fundo do mar por meio dos elementos de **fundação** (que podem ser **estacas** ou âncoras, dependendo da natureza da solicitação), e através de elementos chamados **linhas de ancoragem** (ou **de amarração**). Estas linhas são compostas de diversos materiais, dentre estes os principais são: as **amarras**, os **cabos de aço**, os **cabos de materiais sintéticos** e os **acessórios**.

A combinação desses componentes e sua utilização nos sistemas de ancoragem variam diretamente com o tipo de modelo e configuração adotado. A característica fundamental destes materiais é que os mesmos apresentam uma boa flexibilidade.

#### 3.2.2.1 Amarras

São elementos formados pela união consecutiva de elos, fabricados a partir de barras de aço circulares, destinados a **amarrar** uma unidade flutuante à âncora. Podem ser classificadas em navais, quando destinadas ao fundeio de navios em áreas abrigadas, ou oceânicas, quando destinadas à ancoragem de unidades flutuantes em alto-mar. As principais características são: **grau**<sup>18</sup> (qualidade) e **diâmetro nominal**.

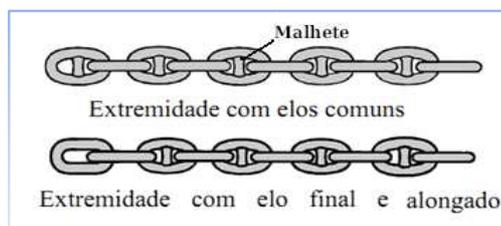
Quanto ao grau, as amarras variam na escala: grau 1, grau 2, grau 3, ORQ (Oil Rig Quality), ORQ +10%, ORQ +20%, e grau 4.

**Obs.:** As amarras de graus '1', '2' e '3', projetadas para fundeio temporário em navios, não devem ser usadas em ancoragens de unidades *offshore* (DNV-OS-E301, p. 69, 2010).

---

<sup>18</sup> Conforme o tratamento ao qual o aço é submetido na etapa de fabricação, as amarras são classificadas em categorias de qualidade ou **grau**, que variam em escala crescente de resistência quanto à tração de ruptura das mesmas.

Na composição das amarras, são encontrados, normalmente, elos comuns (com ou sem **malhete**), elos alongados e elos finais (vide figura abaixo). Geralmente, as amarras acima do grau 3 dispensam o uso de malhetes em seus elos.



**Figura 22**  
Arranjo de Amarra



**Figura 23**  
Amarra sem malhete

As amarras possuem elevada vida útil e grande resistência à abrasão, mas têm peso linear e custo elevados. Por essas características, desaconselha-se o uso de linhas de ancoragem exclusivamente de amarras em lâminas d'água superiores a 400 m, por ser economicamente inviável. Nestes casos, é preferível o uso de sistemas mistos (isto é, compostos também por cabos de aço e sintéticos), sendo as amarras ideais para os trechos de entrada da linha de ancoragem na unidade (superfície do mar) e nos trechos em contato com o solo marinho (quando o sistema de ancoragem é em catenária); para o trecho intermediário (entre o fundo do mar e 100 m de profundidade, próximo a entrada da UEP) recomenda-se a utilização de cabos.

### 3.2.2.2 Cabos de Aço:

São equipamentos compostos por 03 (três) elementos básicos: fios de **arame** de aço trançados helicoidalmente, formando as **pernas** (*strand*), que, por sua vez, são trançadas em torno de um elemento central, denominado de **alma** ou núcleo (*core*).



**Figura 24**  
Composição de um cabo de aço  
(Fonte: < <http://www.cabopec.com.br/portal/node/8> >)

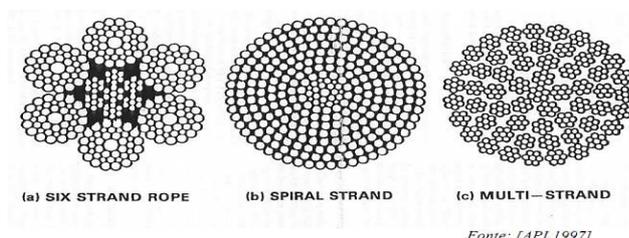
As almas, em geral, podem ser de fibra (que dão maior flexibilidade ao cabo de aço), ou mesmo de aço (garantindo maior resistência ao amassamento e aumentando a resistência à tração), esta última podendo ainda ser um cabo de aço independente –

IWRC (*Independent Wire Rope Core*) ou uma outra perna de aço – WSC (*Wire Strand Core*). Normalmente, os cabos IWRC são mais resistentes à tração e à fadiga.

A forma como as pernas são trançadas é chamada de **torcedura**, que pode ser **diagonal** ou **cruzada** (*regular lay*), onde os arames de cada perna são torcidos diagonalmente, em sentido oposto à torção das próprias pernas (em cruz), ou **paralela** (*lang lay*), onde os arames de cada perna são torcidos no mesmo sentido que o das próprias pernas. Normalmente a torcedura diagonal é recomendada porque a probabilidade de distorcer é menor.

A disposição dos fios e pernas influencia diretamente nas propriedades mecânicas dos cabos, principalmente no que diz respeito à resistência à tração, fadiga e corrosão. Basicamente, a classificação dos cabos é conforme esta disposição, sendo designada por 02 (dois) números (por exemplo, 6x19), onde o primeiro indica a quantidade de pernas e o segundo, a quantidade de fios em cada uma delas.

O tipo de cabo de aço mais comum é o de 06 (seis) pernas (*six strand*); mas, outros arranjos, tais como perna espiral (*spiral strand*) e multi-pernas (*multi-strand*), também são bastante utilizados.



**Figura 25**  
Tipos de cabo de aço

O arame para o cabo de aço é fabricado de vários tipos de materiais, como aço, aço inoxidável, bronze e cobre; entretanto, o material mais utilizado é o aço de médio e alto carbono **plow steel**<sup>19</sup>. Os graus de resistência dos arames empregados nos cabos de aço possuem as seguintes nomenclaturas:

- *Mild Plow Steel* (MPS): 1400 a 1600 MPa
- *Plow Steel* (PS): 1600 a 1800 MPa

<sup>19</sup> **Plow Steel**: aço de alta resistência, com teor de carbono de 0,5-0,95 % e usado principalmente para fazer cabo de aço. (fonte: *The American Heritage® Dictionary of the English Language*, 4a Ed., 2000. Atualizada em 2009). Definição disponível em: < <http://www.thefreedictionary.com/plow+steel> >.

- *Improved Plow Steel (IPS)*: 1800 a 2000 MPa
- *Extra Improved Plow Steel (EIPS)*: 2000 a 2400 MPa
- *Extra Extra Improved Plow Steel (EEIPS)*: 2400 a 2600 MPa

**Obs.:** 1MPa (mega *Pascal*) =  $\pm$  100kgf/cm<sup>2</sup>

Quanto ao acabamento, os cabos podem ser **galvanizados** para aumentar a resistência à corrosão. Além disso, para um cabo de aço ser utilizado em um sistema de ancoragem, ele deve estar em conformidade com o padrão ISO 19901-7, Seção 11.1.2 (*Stationkeeping Systems*) além de ser certificado por uma Classificadora reconhecida<sup>20</sup>. O tempo de vida útil estimado de um cabo de aço torcido é de cerca de 5 anos (DNV-OS-E301, p. 73, 2010).

### 3.2.2.3 Cabos de Poliéster:

Dentre as várias alternativas de cabos de fibras sintéticas<sup>21</sup>, os cabos de poliéster<sup>22</sup> (comumente chamados “poli”) são os únicos até hoje empregados em sistemas de ancoragem permanentes. Suas principais vantagens são o baixo peso imerso (por possuírem higroscopia praticamente nula; ou seja, absorvem pouca água) e um menor custo de fabricação, além de boa resistência à **fluência** (*creep*<sup>23</sup>) e fadiga. Porém, devido à baixa resistência à abrasão, não podem manter contato com o leito marinho, por isso os sistemas que empregam este tipo de material são os *taut leg*, que não têm trecho apoiado no fundo, e os convencionais (em catenária) mistos, utilizando amarras como trecho apoiado no fundo.

Os cabos utilizados na ancoragem *offshore* são basicamente construídos pelo conjunto de fios sintéticos dispostos de forma específica para esta finalidade: são constituídos por uma capa trançada (utilizada principalmente para proteção), um filtro (que evita a entrada de resíduos marinhos), sete sub-cabos em paralelo, formados por doze pernas

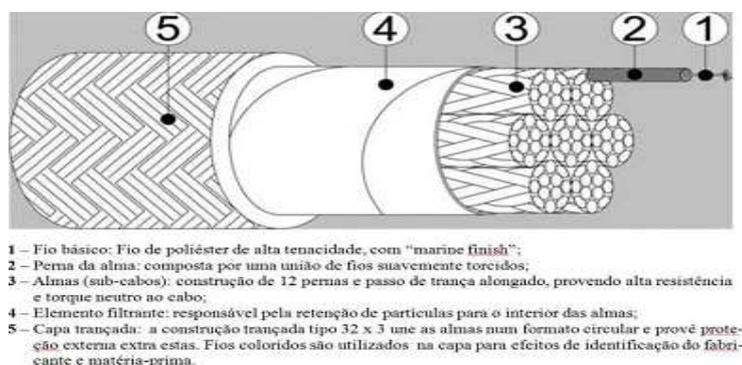
<sup>20</sup> Para sistemas de amarração, normalmente, são recomendados os cabos IPS e EIPS.

<sup>21</sup> As outras opções de fibras sintéticas seriam: polietileno, poliamida (nylon), polipropileno, poliaramida (kevlar) e HMPE (*High Modulus Polyethylene*).

<sup>22</sup> o desenvolvimento desta tecnologia teve como país pioneiro o Brasil, através dos estudos realizados pelo Cenpes da Petrobras para o campo de Marlim; o processo recebeu o Prêmio Finep de Inovação Tecnológica, 2002, na categoria Processo. (Fonte: < <http://www.redetec.org.br/inventabrasil/cabpoli.htm> >)

<sup>23</sup> **Fluência** (*creep*): deformação ou distensão no comprimento do cabo sob ação de uma tensão constante ou carregamento cíclico (API RP 2SM. First Edition, March 2001). Deformação lenta.

entrelaçadas, onde cada perna é composta por vários multifilamentos (conjunto de “n” fios), conforme ilustra a figura 26. Esta estrutura, aliada a fios de alta qualidade, permite a redução da abrasão entre as fibras e o aumento à resistência à fadiga, prolongando, assim, a vida útil do cabo.



**Figura 26**  
Composição do cabo poli

A **Tração Mínima de Ruptura** (*Minimum Break Strength*) dos cabos de fibras sintéticas deve ser certificada em conformidade com os padrões consagrados da indústria (por exemplo, API RP 2SM) por Classificadoras reconhecidas.

### 3.3.4 Acessórios

São elementos que fazem parte das linhas de ancoragem com diversas finalidades, entre os quais os acessórios de ligação ou conexão, as terminações, as bóias e os “pescadores” (garatéias e *chasers*).

- Acessórios de ligação ou conexão: servem de ligação entre os diversos trechos da linha; destacam-se os elos alongados, os elos finais, as manilhas de conexão (*shackle*), e os elos desmontáveis do tipo “c”, *kenter* e *baldt*.

Elos alongados e elos finais são pré-fabricados junto com o trecho de amarra, e têm dimensões muito maiores que os elos comuns; são utilizados quando se pretende fazer conexões utilizando **manilhas** (nos navios são empregados próximo às âncoras ou como último elo da amarra, sendo conectados ao **braga**, existente no paiol).

Obs.: Quando as conexões necessitam passar por **coroas de barbotin**, são utilizados *kenter* ou *baldt* (tomando o devido cuidado, pois têm dimensões ligeiramente maiores que os elos comuns); não se usam manilhas.

Existem, ainda, os destorcedores (*swivel*), que são empregados na ligação das amarras com as âncoras, impedindo que a torção normalmente existente seja transmitida à âncora, evitando que esta sofra tendência à girar, perdendo sua capacidade de fixação. Um tipo especial de destorcedor rolamentado, também chamado “*moorlink*”, é muito usado em operações de manuseio de ancoras (possuem alta eficiência, trabalhando em grandes tensões).



Figura 27

Figura 28

Acessórios de conexão (figura 27) e Destorcedor “*moorlink*” (figura 28)  
(Acessórios de conexão, fonte: Wisdom International Trade Pte Ltd, Singapore; e Destorcedor “*moorlink*”, fonte: JC Fragoso)

É importante destacar que os acessórios de ligação são considerados os “pontos fracos” das linhas, principalmente quanto à resistência e fadiga, e muitas das falhas nas linhas de ancoragem ocorrem justamente com eles. Embora estes elementos tenham carga de ruptura igual ou superior a de uma corrente de mesma dimensão, sua durabilidade à fadiga é sensivelmente menor. Sendo assim, deve ser utilizado o mínimo possível destes acessórios, empregando-se amarras pré-fabricadas no comprimento nominal de projeto das linhas.

- Terminações: acessórios utilizados, principalmente, em cabos (de aço ou sintéticos), para conectar suas extremidades aos demais componentes da linha. Destacam-se os sapatilhos, os soquetes e olhais.



Figura 29  
Terminações  
(Fonte: Atlam Off-Shore)

- Bóias de amarração: podem ser utilizadas para suspender a linha de ancoragem, diminuindo seu peso e, conseqüentemente, aliviando a unidade flutuante, além de colaborar para diminuir o *offset* da mesma, através de um incremento na força de

restauração. Utilizamos bóias também para **balizamento** (sinalização), e no auxílio ao recolhimento de sistemas previamente lançados (pré-lançados), isto é, lançados antes da chegada da unidade à locação (ver 5.2), configurando o chamado “quadro de bóias”.



**Figura 30**  
Bóias de ancoragem no convés de uma embarcação AHTS.  
(fonte: Google)

- Garatéias e Chasers: são usados, normalmente, para pescar (resgatar) âncoras, por meio da amarra ou cabo de ancoragem. Podem ser do tipo **permanente** (fechado), ou do tipo **aberto** (*J-Chaser*) e **garatéias**. Os permanentes (fechados) são, normalmente, conectados a um cabo **pendente** da plataforma (chamado PCC – *Pendent Chain Chaser*) que, com o auxílio de uma embarcação AHTS, corre pelo comprimento do cabo ou amarra até alcançar a âncora. Os do tipo aberto (*J-Chaser*), da mesma forma que as garatéias, são conectados a um cabo pendente e/ou cabo de manuseio de um rebocador, sendo levados de encontro ao cabo ou à amarra da âncora para recuperá-la; a diferença é que as garatéias não podem ser utilizadas para resgatar cabos (podem danificá-los), mas são perfeitas para pescar sistemas no fundo.



**Figura 31**  
*Chasers e Garatéia*  
(Fonte: Viking Moorings)

### 3.2.2.5 Fundações

Também chamados **pontos de fixação** ou **de ancoragem**, têm a função de transferir as cargas estruturais ao terreno onde ela se apóia, conferindo à unidade flutuante condição de conservar sua posição no mar. Além das **âncoras convencionais** (de

arraste), existem outros tipos de fundações; os principais são: as **âncoras de gravidade** (poita), as **âncora de carga vertical** (VLA), as **estacas de sucção** e as **estacas torpedo**; o tipo apropriado dependerá do sistema de ancoragem utilizado, principalmente no que diz respeito à capacidade de resistir às cargas verticais.

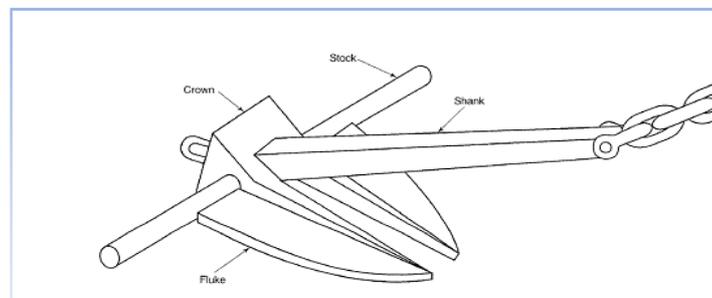
As fundações devem atender os seguintes requisitos básicos:

- alto poder de garra;
- unhar e penetrar rapidamente no solo marinho;
- possuir estabilidade na sua posição de trabalho; e
- necessitar de baixa força para sua retirada.

As **poitas** são pesos, normalmente de concreto ou aço, lançados no fundo do mar. Possuem baixa eficiência (a resistência ao esforço horizontal, conhecida como força de arrasto, é garantida pelo atrito entre a poita e o solo, e a resistência vertical depende do peso submerso da poita).

A **âncora convencional** tem boa resistência às trações horizontais e são bastante fáceis de instalar, mas oferecem pouca resistência às cargas verticais. São geralmente constituídas de (ver figura 32):

- haste (*shank*) fixa ou articulada: responsável por prover o ângulo necessário para a penetração e o enterramento da âncora no solo;
- garra (*fluke*): cuja função é mobilizar a capacidade de carga do solo;
- cepo (*stock*): um braço transversal à haste, responsável por impedir a rotação da âncora quando do processo de assentamento, e
- coroa (*crown*): conecta as respectivas partes, fornecendo rigidez ao conjunto.



**Figura 32**  
Esquema de uma âncora convencional

Na ancoragem convencional (em catenária), o mais comum é utilizar ancoras de arraste, no entanto, necessitam de um longo trecho de linha apoiado no fundo para garantir que não sofrerão cargas verticais.

A âncora vertical (**VLA**) se distingue da âncora convencional por substituir a haste por um conjunto de cabos associados a um dispositivo que permite a rotação da linha de ação da força transmitida pela unidade flutuante à âncora, fazendo com que esta incida perpendicularmente à placa, fornecendo uma grande resistência à tração vertical (função da penetração na cravação). Foram usadas com sucesso pela Petrobras antes da utilização das estacas torpedo.



**Figura 33**

Âncora convencional Stevpris

**Figura 34**

Âncora VLA Stevmanta

Âncora convencional Stevpris (figura 33), a âncora mais usada: mais de 8.000 unidades empregadas em cerca de 3 décadas. Âncora VLA Stevmanta (figura 34): forma similar a uma arraia manta. (Fonte: Vryhof Anchors)

As **estacas** (*piles*) podem ser do tipo **sucção** (*suction*) ou **torpedo**. Diferenciam-se na forma de cravação: as estacas de sucção são tubulões de grande diâmetro apoiado no fundo e fechado no topo (ao se retirar a água do seu interior cria-se uma diferença de pressão que faz com que o tubulão se enterre); já as estacas torpedo são cravadas no fundo por intermédio da força de gravidade (são deixadas cair de uma altura aproximada de 100m, e a própria energia da queda faz com que a estaca atinja a penetração necessária no solo).



**Figura 35**

Estacas torpedo

**Figura 36**

Estacas de sucção

## Capítulo 4

### **Embarcações AHTS**

## 4 Embarcações AHTS

São embarcações do tipo OSV (*Offshore Support Vessels*), isto é, de apoio marítimo, especializadas nas operações de manuseio de âncoras e reboque de unidades flutuantes, mas também podem atuar como supridoras durante os períodos de espera.

Suas características são bem notadas, pois apresentam equipamentos bastante específicos para as funções as quais foram projetadas, entre os quais, podemos destacar: os **sistemas de lançamento**, o **rolo de popa**, os **guindastes principal e secundário**, e os **pinos hidráulicos** e **stoppers** (*shark jaw* ou *karm fork*). Também possuem força de **tração estática** (***bollard pull***, ver 4.3) elevada e uma grande capacidade de tração em seus guinchos. Além disso, devem possuir capacidade armazenamento para os elementos das linhas de ancoragem, isto é, **paiois para amarras** e **sarilhos** para cabos. São estas características que as tornam fundamentais nas operações de instalação de sistemas de ancoragem de plataformas.

### 4.1 A Evolução dos AHTS

A atividade de manuseio de âncoras não é tão recente quanto imaginamos. Ao analisarmos a história da navegação, percebemos que desde há muito tempo já eram feitas operações de ancoragem. Na figura abaixo, podemos ter uma idéia como os marinheiros faziam para resgatar uma âncora do fundo mais facilmente, já que os primeiros motores só surgiram após a revolução industrial, no final do século 19.

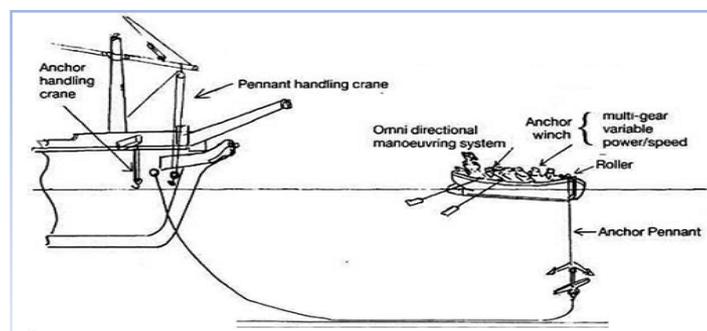


Figura 37

Manuseio de âncoras por volta de 1870

(HANCOX, Michael. Oilfield Seamanship, Vol. 3 – Anchor Handling, Oilfield Publications Limited, England. 1994)

Com a exploração *offshore* do petróleo avançando alto-mar, no começo dos anos 1950, no Golfo do México, surgiram as primeiras balsas de perfuração ancoradas, antigos cascos de navios tanques que operavam em profundidades entre 90 e 100 metros. Foram criados, então, os primeiros AHS (*Anchor Handler Supply*) que, nada mais, eram fornecedores (*suppliers*) adaptados com guinchos e sarilhos para cabos de aço, com baixa potencia (entre 1500 à 2500 Hp) que não podiam ainda realizar reboques oceânicos, e sim apenas suprir e manusear âncoras destas balsas ancoradas. Mais tarde, para atender as necessidades das sondas que surgiam, os armadores resolvem investir no suprimento e ancoragem e, em 1965, surge a primeira geração de AHTS no Mar do Norte.



**Figura 38**  
PSV adaptado para manuseio



**Figura 39**  
O primeiro AHTS robusto

Um dos vários PSV adaptados para manuseio (figura 38) da OSA, de 1965 (foto de 1972), em bandeira britânica; e o Smit-Lloyd 1 (figura 39), o primeiro AHTS robusto, de 21 iguais (chamava-se Classe A, com 2 eixos, 2 MCP Industrie, 1500 Hp cada).  
(fonte: Blogmercante.com.br)

No entanto, foi no final dos anos 1970 e início dos anos 1980, quando surgiram as primeiras plataforma SS, pode-se dizer que teve início também a evolução do padrão das embarcações AHTS como conhecemos hoje. Observando embarcações como Maersk Batler (figura 40), de 1976, podemos perceber a preocupação da época em se adaptar o desenho das embarcações ao trabalho de manuseio de âncoras.



**Figura 40**  
AHTS Maersk Batler



**Figura 41**  
AHTS KL Sandefjord

Também é verdade que era muito comum tais embarcações desempenharem, na época, vários papéis ao mesmo tempo, como, por exemplo, **fire-fighting** e **oil recover** (o que ainda é visto hoje em dia). Mas, com a indústria do petróleo crescendo e se

desenvolvendo, foi natural as embarcações AHTS acompanharem esta evolução. O padrão das embarcações que era de cerca de 10.000 BHP e *bollard pull* de 120/130 T, hoje alcança 34.000 BHP e *bollard pull* de 390 T, com o KL Sandefjord (figura 41), entregue em Janeiro de 2011, considerado o maior AHTS do mundo até então.

## 4.2 Os Equipamentos

As embarcações AHTS precisam agir com rapidez e eficiência; muito depende da experiência do Comandante e da tripulação, mas os equipamentos apropriados são extremamente importantes. A seguir será feita uma breve apresentação dos principais equipamentos encontrados nas embarcações AHTS.

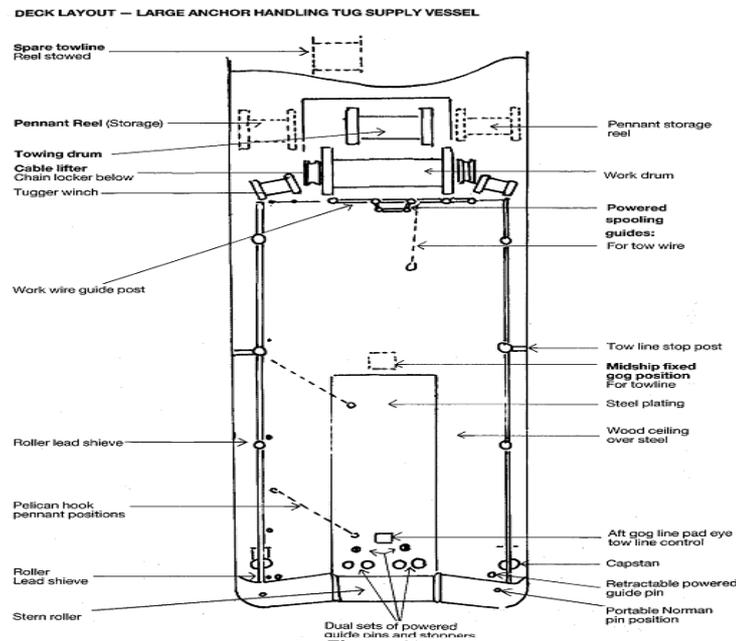


Figura 42

Layout do convés de um AHTS

(HANCOX, Michael. *Oilfield Seamanship*, Vol. 3 – Anchor Handling; Oilfield Publications Limited, England. 1994)

- Sistemas de Lançamento: Na operação de ancoragem, atuam no manuseio das linhas, isto é, lançar e recolher: amarras, cabos de aço e cabos sintéticos. São eles:

- Guincho Principal (*main winch*) e de Reboque (*tug winch*), próprios para lançamento de cabos ou reboque;
- Guinchos Secundários<sup>24</sup> (*secondary*), para o armazenamento (*storage*) de cabos;

<sup>24</sup> Os Guinchos Secundários, também chamados “Sarilhos”, podem ser usados também para auxiliar no **tensionamento** de cabos, principalmente quando o guincho principal ou de reboque estiverem ocupados. Os cabos, sejam de aço ou de poli, antes de sua utilização, devem ser recolhidos sob tensão

- Guincho auxiliar (*tugger*), conhecidos como “burrinhos”, e cabrestantes (*capstan*), auxiliam na movimentação de materiais no convés;
- Coroa de barbotin (*gypsies*), utilizados para o lançamento de amarras;
- “A” *Frame*, turco do tipo pórtico, localizado à popa das embarcações AHTS, utilizado para o lançamento (*overboarding*) e recolhimento (*inboarding*) de equipamentos de grande tamanho e peso (âncoras, bóias, estacas torpedo etc.).



Figura 43  
“A” frame

- Rolo de popa: Seu objetivo principal é o de facilitar a passagem das linhas e acessórios de ancoragem entre o barco e a água, evitando que sejam danificados (por isso o formato cilíndrico). Deve ser suficientemente forte para agüentar o peso das estruturas que por ele passam.

- Guindastes Principal e Secundário: Têm a função de auxílio na movimentação de âncoras e demais acessórios dos sistemas de ancoragem. O guindaste principal (*deck crane*), maior (capacidade em torno de 10 t e lança 12-18 m), é localizado próximo à superestrutura, e o guindaste secundário (*stern crane*), conhecido como “girafinha”, menor (capacidade em torno de 02 t e braço de 09-14 m), fica próximo à área da popa (alguns se movem em trilhos, alcançando toda a extensão do convés).

- Pinos hidráulicos e Stoppers:

Os pinos hidráulicos se apresentam aos pares, e servem basicamente para alinhar as amarras e cabos, permitindo sua passagem sem danificá-los e sem prejudicar a tração dos guinchos, de forma que possam ser travados (ou **trapeados**) nos **stoppers**<sup>25</sup>. Com as amarras ou cabos travados nos *stoppers*, o pessoal de convés poderá, em

---

nos tambores dos guinchos, para que não fique “folgas” no tambor (pode fazer com que quando forem lançados “embolem” ou “mordam” ao penetrar em camadas inferiores, o que pode danificá-los).

<sup>25</sup> Na nomenclatura náutica, **stoppers** podem ser traduzidos como **trapas**.

segurança, conectar ou desconectar acessórios em geral da linha, substituir elementos ou conectar diferentes trechos de amarras ou cabos, entre outros.

Existem 02 (dois) tipos de *stoppers*, que são ***shark jaw*** e ***karm fork***.

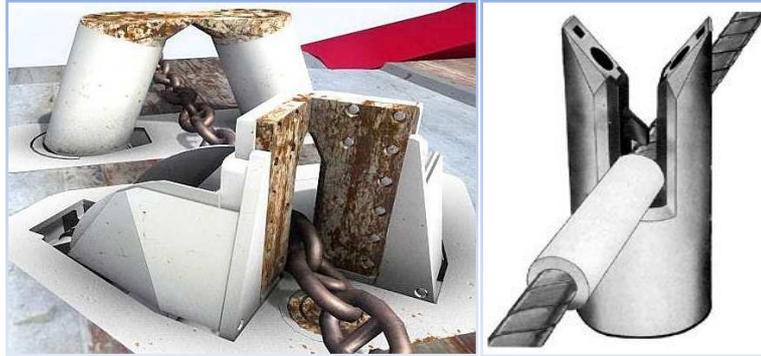


Figura 44  
Shark Jaw (esq.) e Karm Fork (dir.)

#### - Sistema de Posicionamento Dinâmico (DP):

As embarcações AHTS normalmente são dotadas com sistema DP de Classe 1, pelo menos, (eventualmente, pode ocorrer de possuírem Classe 2). O sistema DP é importantíssimo, nas operações de manuseio de âncoras, às vezes indispensável, sendo utilizado na maioria das delas.

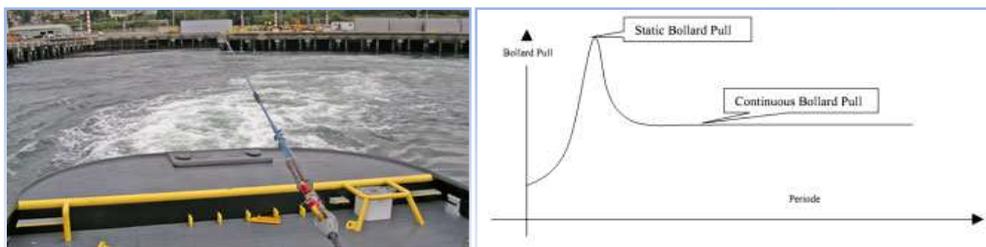
### 4.3 Bollard Pull

Também chamada de **Força de Tração Estática**, é expressa em toneladas métricas e define a capacidade de reboque de um arranjo de propulsão (hélices principais ou *thruster*).

Tem uma importância muito grande para as embarcações AHTS. Por exemplo, é esta capacidade que vai, inicialmente, definir se uma embarcação AHTS pode ser utilizada para uma determinada operação, seja ela de reboque ou manuseio de âncoras; nas operações de manuseio de âncoras, é decisivo, pois, analisando estes valores das embarcações, é possível verificar se a embarcação tem capacidade de suportar o peso das linhas durante o seu lançamento ou recolhimento, ou, nas operações de pré-tensionamento, para definir se a embarcação tem capacidade de efetuar a carga de pré-tensão especificada no projeto, entre outros.

Outros fatores, como equipamentos, área de convés etc., normalmente, ficam em segundo plano, quando da escolha da embarcação a ser utilizada; por isso, uma boa capacidade de *bollard pull* é também, em nível de mercado, um fator de ganho das Empresas<sup>26</sup>.

O *bollard pull* é verificado através de um teste no qual a embarcação faz a tração, por meios próprios, de um cabo de aço amarrado a um ponto fixo em terra. A medição é feita através de um dinamômetro, até que se atinja uma condição estática (velocidade zero), alcançada na condição máxima de operação<sup>27</sup>, conforme o gráfico da figura 45. O teste é feito na presença de representante de Classificadora, sendo emitido certificado.



**Figura 45**  
Teste (esq.) e Curva (dir.) de *Bollard Pull*

<sup>26</sup> Para exercer a capacidade de *Bollard Pull*, as embarcações precisam da **potência** (expressa em BHP) de seus motores instalados; assim, a potência se tornou fator de classificação das embarcações quando são negociadas em contrato; quanto maior a classificação, maior o valor financeiro que a embarcação irá arrecadar quando estiver em contrato (*on-hire*). Por exemplo, as embarcações recebem as seguintes classificações quanto à potência, de 12.000 BHP, 15.000 BHP, 18.000 BHP e 21.000 BHP.

<sup>27</sup> Depois que é alcançada a condição estática, o valor da tração cai ligeiramente, e se mantém constante, sendo chamada *Continuous* (contínuo) *Bollard Pull*. (vide gráfico abaixo), mas o valor considerado para o certificado é o da condição estática, que é o máximo.

## Capítulo 5

# **Operação de pré-lançamento de sistemas de ancoragem convencionais**

## 5. Operação de pré-lançamento de sistemas de ancoragem convencionais

Para finalizar o presente estudo, será abordado um tipo de operação muito utilizada pela indústria de petróleo *offshore* nacional, especialmente na Bacia de Campos, nas atividades com a Petrobras: o pré-lançamento de sistemas de ancoragem convencionais de uma UEP do tipo FPSO.

Para ilustrar, usaremos como o exemplo a instalação do FPSO Cidade de Rio das Ostras, de propriedade da *Teekay Petrojarl ASA*, no início de 2008, para efetuar o TLD no campo de Badejo<sup>28</sup>, na região sul da Bacia de Campos a cerca de 80 km da costa, em lâmina d'água de 91 metros aproximadamente.

### 5.1 Descrição

O FPSO foi ancorado na área do poço 9-BD-18HP-RJS por meio de 12 linhas de ancoragem na concepção Catenária, compostas por amarras conectadas pontos de ancoragem do tipo âncoras de arraste convencional, cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO se deu através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo. Foram utilizadas 03 (três) embarcações AHTS: Far Sailor, Far Santana e Far Sênior – sendo cada rebocador responsável por pré-lançar 04 (quatro) linhas, além de uma embarcação de suporte, designada RSV (*Remote Survey Vessel*), para operação de ROV<sup>29</sup>.

COMPONENTE	DESCRIÇÃO	CARGA DE RUPTURA
Âncora de arraste (tipo)	14 t STEVPRIS MK5 + 5,6 t lastro fab.	
	Vryhof	490 t
Peso	14.000 kg	
Amarra (tramo único)	Qualidade OS4 NVK4RIG, 900 m x Ø 95 mm	9.010 kN

**Figura 46**

Composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio Das Ostras

<sup>28</sup> O TLD no campo de Badejo durou cerca de 02 (dois) anos. Atualmente, o FPSO Cidade de Rio das Ostras está operando na área de Aruanã, também ao sul da Bacia de Campos, extraindo petróleo no poço 1-RJS-661 desde o dia 23 de junho de 2011.

<sup>29</sup> ROV (*Remote Operated Vehicle*) é um veículo submersível operado remotamente que, equipado com câmeras de vídeo e sensores, é utilizado para observação do fundo do mar à distância e/ou para realizar e supervisionar a montagem de equipamentos de exploração e produção em grandes profundidades. Normalmente estão instalados a bordo de outras embarcações de apoio marítimo e conectados a estas por meio de “umbilicais”.

Antes da execução, toda logística e preparação foi montada; os materiais necessários à operação de pré-lançamento foram disponibilizados às embarcações AHTS, que, então, irão se dirigir à locação para iniciar o procedimento. Normalmente, nestas operações, um representante (fiscal) da operadora (a Petrobras, p.ex.), fica encarregado de transmitir todas as informações necessárias aos envolvidos diretamente na operação, além de monitorar a execução do trabalho *in loco*.

A operação de ancoragem, na fase do pré-lançamento das linhas, compreende a instalação dos componentes para cada linha de ancoragem, conforme descrito na tabela anterior, acrescidos pendentes de cabo de aço e bóia de abandono para cada linha.



**Figura 47**  
FPSO Petrojarl Rio das Ostras

Nesse tipo de operação, as linhas de ancoragem são lançadas, antes da chegada da UEP na locação, e balizadas, cada uma, com bóias, previamente embarcadas nas embarcações AHTS. Assim, são formados os **quadros de ancoragem**, que permanecem com a mesma configuração até que o reboque da plataforma seja concluído, com a chegada da mesma na locação. A partir daí, inicia-se outro procedimento, chamado **hook up**, onde as bóias serão retiradas e as linhas, uma por uma, serão conectadas.

Neste trabalho, será abordado apenas o pré-lançamento do sistema de ancoragem, e os aspectos que envolvem este tipo de operação.

## 5.2 Pré-lançamento

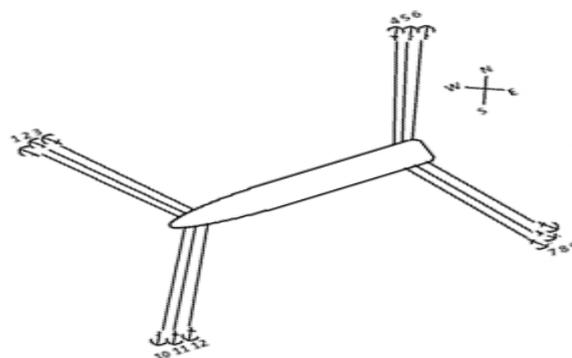
As operações de pré-lançamento de sistemas de ancoragem ocorrem, geralmente, em regiões de grande lâmina d'água, ou em regiões em que há limitações quanto ao espaço físico (presença de corais ou linhas de escoamento de petróleo no subsolo marinho), situação bastante comum no Brasil, principalmente, na Bacia de Campos.

Normalmente, nestes procedimentos somente são lançados âncoras e amarras nas composições das linhas; cabos poli não são pré-lançados, pois correm o risco de tocar no fundo e danificarem.

Conforme visto no Capítulo 3, existem vários fatores determinantes na instalação dos sistemas de ancoragem. É no projeto de instalação, depois de efetuadas todas as fases de estudo do projeto, que os parâmetros de controle são obtidos, e a configuração ideal é planejada. Conforme determinado pelas Classificadoras, antes da conexão (*hook up*) de uma linha de ancoragem pré-lançada à UEP, ela deve ser **pré-tracionada** ou **pré-tensionada** (ver 5.3) e passar pelo **teste de carga** (ver 5.4).

Conforme o tipo de unidade, as condições de mar e tempo, e profundidade, o número de linhas de ancoragem e o comprimento delas a serem pré-lançadas varia. Também varia o número de Embarcações AHTS que irão auxiliar na execução do projeto, podendo ser utilizadas 03 (três) ou até 04 (quatro) embarcações, caso seja economicamente viável e, inclusive, conforme a disponibilidade ou necessidade.

Normalmente, as linhas são conectadas (fase do *hook up*) à UEP seguindo uma alternância entre seus bordos; no caso do pré-lançamento, não existe uma ordem específica, já que todo o quadro deve ser pré-lançado antes da chegada do FPSO. Cada linha deve ser pré-lançada sempre ao longo do azimute da linha (figura 48), conforme as instruções do projeto. Para finalizar, é instalado um cabo de aço pendente<sup>30</sup> que, em seguida, é conectado à bóia que irá balizar a linha, e o sistema pode ser “abandonado” (i.e. lançado ao mar). Este procedimento é repetido em todas as linhas, conforme previsto em projeto.



**Figura 48**  
Esboço do sistema de ancoragem e os seus azimutes

<sup>30</sup>O pendente é instalado em caráter temporário, apenas para diminuir o peso da linha de ancoragem e evitar que a bóia afunde no abandono. Na fase de hook up, ele é retirado.

Em média, nos casos em que tudo ocorre como o previsto, o tempo gasto na operação de pré-lançamento de uma linha de ancoragem é em torno de 24 horas. No caso do exemplo escolhido, como eram 03 (três) embarcações, podemos dizer que levaria pelo menos 04 (quatro) dias para lançar as 12 (doze) linhas.

No exemplo escolhido, conforme já mencionado, para as 12 (doze) linhas de ancoragem (900 m cada), para serem pré-lançadas, deveriam ser utilizadas 03 (três) embarcações AHTS: Far Sailor, Far Santana e Far Sênior, sendo cada rebocador responsável por pré-lançar 04 (quatro) linhas.

No procedimento, conforme a página 82 do anexo, estava previsto que:

...ao chegar à locação, os barcos de manuseio são posicionados nas coordenadas de lançamento das âncoras, os componentes da linha de ancoragem são montados (amarras, elos de conexão e cabos de trabalho dos barcos de manuseio), sendo em seguida descida a âncora a trinta metros de distância a vante das coordenadas de projeto. Posicionada a âncora, o barco de manuseio pega o cabo de trabalho deitando a amarra de fundo no leito marinho.

Assim, após esta fase, cada linha fica pronta para passar pela fase seguinte: o pré-tensionamento, descrito a seguir.

### 5.3 Pré-Tensionamento

Depois do pré-lançamento de uma linha de ancoragem, esta não deve ser conectada à plataforma imediatamente; é necessário que antes seja feita uma tração (tensionamento), antes da conexão e da tração definitiva que é feita pela plataforma logo depois que a linha é conectada (por isso chamamos pré-tensionamento). Seu propósito é, principalmente, efetuar a cravação da âncora e assegurar uma adequada capacidade de manutenção do sistema de ancoragem. Mas é, também, para eliminar o “**brando**” na porção “aterrada” (*grounded*) da linha e detectar qualquer dano provocado a algum dos seus componentes durante a sua instalação.

Além disso, serve para garantir que as catenárias estejam suficientemente formadas, para prevenir que não ocorra brandeamento indevido por causa da formação de catenária inversa em condições ambientais severas. Este procedimento dura em média

de 04 (quatro) a 06 (seis) horas, com a linha sendo tensionada lentamente<sup>31</sup> até chegar ao *bollard pull* de projeto, para evitar da linha “correr” (**garrar**), ou passar do ponto máximo de afastamento de projeto; neste caso, o tensionamento deve ser abortado, e a linha recolhida para ser novamente pré-lançada. O pré-tensionamento é mandatório, e faz parte das exigências da certificação do projeto de ancoragem.

No exemplo escolhido, conforme a página 82 do anexo, esta fase está assim descrita:

Posteriormente o barco de manuseio desloca-se na mesma direção do azimute da linha de ancoragem em sentido voltado para o local onde a unidade será instalada futuramente. A âncora desloca-se aproximadamente trinta metros até cravar no leito marinho.

Após o tensionamento, é feito o teste de carga, descrito a seguir.

### 5.3 Teste de carga

Em ancoragens permanentes utilizando âncoras convencionais (de arrasto), as linhas de ancoragem devem ser submetidas ao teste de carga de no mínimo 80% da carga ambiental máxima determinada pela análise dinâmica de ancoragem para a condição intacta (vide 3.1.3). A duração do teste de carga deve ser pelo menos 15 minutos, tanto para ancoragens permanentes quanto provisórias (American Petroleum Institute – API Recommended Practice 2SK, Item 7.4.3; 3ª Ed., Out. 2005).

No exemplo escolhido, esta fase está descrita na página 82 do anexo:

Após a cravação é efetuado o teste de carga tracionando-se a linha de ancoragem até o valor máximo determinado em projeto. São monitorados os parâmetros de tração máxima na linha de ancoragem e posição de cravamento da âncora. Caso os parâmetros não estejam conformes e dentro da tolerância aceitável a âncora é descravada para nova tentativa. Passando no teste de tração e estando a âncora na posição requerida pelo projeto, o pendente é montado com manilhas no elo final da amarra e o sistema é abandonado com bóias demarcatórias, ou no leito marinho sem o uso de bóias ou pendentes.

Se, após os 15 minutos do teste, com a embarcação aplicando o *bollard pull* de projeto, a âncora permanecer cravada (é verificado se a posição da embarcação alterou), o teste é considerado aprovado e encerrado. Caso contrário – a âncora não crave, o sistema é recolhido e o procedimento é repetido até que dê certo. Após a conclusão

---

<sup>31</sup> A linha deve ser tracionada com a embarcação se deslocando no sentido do azimute da linha; normalmente, a potência da embarcação é aumentada manualmente pelo comandante da embarcação, de forma lenta e controlada, evitando dar “trancos” na linha, e de modo que a âncora vá penetrando no solo até observar que ela tenha cravado (que é quando o deslocamento da embarcação termina).

satisfatória do teste, é feita a conexão do pendente e da bóia, e o sistema pode ser abandonado.

Assim como o pré-tensionamento, o teste de carga é mandatório, e faz parte das exigências da certificação do projeto de ancoragem. Além disso, é, normalmente, acompanhado por um representante do operador (fiscal ou auditor).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

A exploração de petróleo em alto mar é uma atividade relativamente nova do ponto de vista tecnológico e muito ainda se tem para aprender. A cada ano, novos sistemas vão surgindo, mas também mais conhecimento é consolidado.

O presente trabalho serviu para mostrar um pouco do quanto é vasta a atividade petrolífera, e quanto o cenário brasileiro tem contribuído na configuração e consolidação das tecnologias existentes dentro do contexto internacional.

O Brasil cada vez mais vai se consolidando entre os países de referência na atividade de exploração *offshore*. E com as expectativas advindas da exploração do pré-sal, tem tudo para se tornar excelência nessa área.

O desafio é grande, os obstáculos a serem transpostos ainda são enormes. Mas o conhecimento e a experiência adquiridos nos anos de atividade intensa, aliados ao um investimento necessário na infraestrutura, bem como na capacitação profissional, vão certamente servir de trampolim para superar todas as dificuldades encontradas.

## REFERÊNCIAS

ALBRECHT, Carl Horst. **Algoritmos evolutivos aplicados à síntese e otimização de sistemas de ancoragem**. Tese de Doutorado em Ciências em Engenharia Oceânica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro-RJ, Março de 2005.

American Petroleum Institute. **Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures**. API RP 2SK. Third Edition, October 2005. API Publishing Services, Washington, D.C. EUA.

American Petroleum Institute. **Recommended Practice for Design, Manufacture, Installation, and Maintenance of Synthetic Fiber Ropes for Offshore Mooring**. API RP 2SM. 1ªEd., March 2001. API Publishing Services, Washington, D.C. EUA.

AMORIM, Tailand Oliveira de. **Plataformas offshore: uma breve análise desde a construção ao descomissionamento**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso. Curso de Graduação em Tecnologia em Construção Naval, Centro Universitário estadual da Zona Oeste, Rio de Janeiro-RJ, 2010.

Blog do Planalto. **O petróleo no Brasil**. Brasília-DF, 30 Ago. 2009. Disponível em: < <http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil> >. Acesso em Set. 2011.

CARBONO, Alonso Joaquin Juvinao. **Otimização da Disposição de Linhas de Ancoragem Utilizando Algoritmos Genéticos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro-RJ, Setembro de 2005.

COOPETRÓLEO. **O petróleo e a Petrobras**. Rio de Janeiro-RJ, 01 Ago. 2004. Disponível em: < <http://www.coopetroleo.com.br/ptpb.htm> >. Acesso em Set. 2011.

International Organization for Standardization (ISO). **Specific requirements for offshore structures – Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units**. ISO 19901-7 Ammendment. Sub-clause 10.4.6.1. 2005.b-

## REFERÊNCIAS (CONTINUAÇÃO)

- KAWASAKI, Pedro Yuji. **Análise de Linhas de Ancoragem de Plataformas Oceânicas Considerando diversos Tramos e o Trecho Enterrado da Linha**. 2010. Projeto de Graduação. Curso de Engenharia Civil, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2010.
- LOUREIRO, Rodrigo Reis. **Análise Numérico-Experimental de Anomalia de Sistema de Ancoragem em Catenária devido a Falha de Manilhas de Linha de Poliéster**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro-RJ, Julho de 2007.
- NETO, José Benedito Ortiz; DALLA COSTA, Armando João. “A Petrobrás e a exploração de Petróleo *Offshore* no Brasil: um *approach* evolucionário”. **Revista Brasileira de Economia**. Rio de Janeiro-RJ, v. 61, n. 1, p. 95–109, Jan./Mar. 2007. (Documento digital em formato PDF disponível em < <http://virtualbib.fgv.br/ojs/index.php/rbe/article/viewFile/1013/497> >)
- MAGNABOSCO, André. “Petrobras: pré-sal de Santos terá 19 sistemas em 2017”. **Portos e Navios**. Homepage. Rio de Janeiro-RJ, 21 Set. 2011. Disponível em: <<http://portosenavios.com.br/site/noticiario/industria-naval/11722-petrobras-pre-sal-de-santos-tera-19-sistemas-em-2017>> Acesso em 03 Out. 2011.
- MOHNSAM, Luciana de Almeida. **Simulação Numérica do Comportamento de Cabos Viscoelásticos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Oceânica da Universidade Federal do Rio Grande (FURG). Rio Grande-RS, Dezembro de 2008.
- PETROBRAS. **Nossa História**. Homepage. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia>> Acesso em Set. 2011.
- PETROBRAS. **Atividade de Produção para Pesquisa do Reservatório Membro Siri, na Concessão de Badejo, Bacia de Campos**. I.2 - Caracterização da Atividade. págs. 79 a 82, Revisão 01, Abril de 2007.

## REFERÊNCIAS (CONTINUAÇÃO)

Pré-sal.info. **Histórico Produção Off-Shore**. Homepage. Macaé-RJ, 2010/2011.

Disponível em: < [http://pre-sal.info/index.php?option=com\\_content&view=article&id=87&Itemid=75](http://pre-sal.info/index.php?option=com_content&view=article&id=87&Itemid=75) >. Acesso em Set. 2011.

RAMPAZZO, Fabiano Pinheiro. **Estudo de viabilidade do sistema de ancoragem de uma unidade flutuante de produção e armazenamento FPSO acoplada a um sistema de completação seca TLWP**. Dissertação de Mestrado em Engenharia. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2011.

ROCHA, José Antonio Meira da. **Modelo de monografia e Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)**. Documento digital do programa MS Word disponível em <[http://www.meiradarocha.jor.br/news/wp-content/uploads/2007/09/modelo\\_tcc-2006-09-11b.zip](http://www.meiradarocha.jor.br/news/wp-content/uploads/2007/09/modelo_tcc-2006-09-11b.zip)>. Acesso em: 27 Set. 2011.

SINCOCK, P; SONDEHI, N. **Drag Anchors for Floating Systems**. Health and Safety Executive (HSE), in: Offshore technology Report.HSE Books. United Kingdom. 1994. (arquivo digital em formato PDF)

TANAKA, S; OKADA, Y; ICHIKAWA Y. "Offshore Drilling and Production Equipment". **Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)**; In: **Energy Sciences, Engineering and Technology Resources, in Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)**. Eolss Publishers, Oxford ,UK. 2005. Disponível em: < <http://www.eolss.net/Sample-Chapters/C08/E6-193-20.pdf> > Acesso em: Set. 2011.

**VIKING MOORINGS**. Homepage. 2009. Disponível em: < <http://www.viking-moorings.com/home/> >. Acesso em: Out. 2011.

VRYHOF. Anchor Manual 2010. Vryhof Anchors BV. Netherlands, 2010. Disponível em: < [http://www.vryhof.com/anchor\\_manual.pdf](http://www.vryhof.com/anchor_manual.pdf) >. Acesso em Out. 2011.

WIKIPÉDIA. **Exploração de recursos naturais**. Homepage. Disponível em: < [http://pt.wikipedia.org/wiki/Explora%C3%A7%C3%A3o\\_de\\_recursos\\_naturais](http://pt.wikipedia.org/wiki/Explora%C3%A7%C3%A3o_de_recursos_naturais) >

## GLOSSÁRIO

**ÁGUAS PROFUNDAS:** lâmina d'água acima 1000 metros.

**ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS:** lâmina d'água acima de 2000 metros.

**ÁGUAS RASAS:** lâmina d'água pequena, até em torno de 300 metros.

**AHTS** (*Anchor Handling and Towing Supply*): diz-se das embarcações de apoio marítimo que são especializadas em operações de manuseio de âncoras e reboque, além de efetuarem reboque de unidades flutuantes.

**ÁRVORE DE NATAL:** válvula de segurança e de controle do fluxo de petróleo que permite o fechamento do poço em caso de emergência ou necessidade operacional.

**ASSOCIAÇÕES COMERCIAIS** (*trade associations*) são organizações, muitas vezes sem fins lucrativos, fundadas e financiadas por empresas que operam em um setor específico e que participam de atividades de relações públicas, educação, doações políticas, lobby e publicação, mas seu foco principal é a colaboração entre as empresas ou de normalização.

**COMPLETAÇÃO:** conjunto de operações destinadas a equipar o poço para deixá-lo, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva, pronto para produzir óleo, gás ou mesmo injetar fluidos nos reservatórios.

**EMBORQUE:** Virar de borco, pôr de cabeça para baixo.

**ENSAIO NÃO-DESTRUTIVO (END):** ferramenta do controle da qualidade de materiais e produtos que utiliza técnicas na inspeção de materiais e equipamentos sem danificá-los, executadas nas etapas de fabricação, construção, montagem e manutenção.

**EXPLORAÇÃO:** se refere à fase de prospecção e pesquisa dos recursos naturais, e visa a descoberta, delimitação e definição de tipologia e teores e qualidade da ocorrência do recurso.

## GLOSSÁRIO (CONTINUAÇÃO)

**EXPLOTAÇÃO:** termo técnico usado para a retirada, extração ou obtenção de recursos naturais, geralmente não renováveis, para fins de aproveitamento econômico, pelo seu beneficiamento, transformação e utilização.

**FIRE-FIGHTING:** combate à incêndio; sistema encontrado em algumas embarcações composto de canhões com controle remoto (passadiço) e bombas de aspiração da água do mar de alta vazão, com o jato alcançando cerca de três vezes o comprimento desta embarcação.

**FLUÊNCIA (CREEP):** deformação ou distensão no comprimento de um cabo sob ação de uma tensão constante ou carregamento cíclico; deformação lenta.

**HEAVE:** movimento de translação em relação ao eixo vertical, no sentido de sobe (arfagem) e desce(afundamento).

**JAQUETA:** estrutura treliçada, constituída por tubos de aço cruzados

**LÂMINA D'ÁGUA:** profundidade

**LOCAÇÃO:** Local onde um poço deve ser perfurado; chamado também de canteiro.

**MODU (Mobile Offshore Drilling Units):** As plataformas flutuantes empregadas somente na **perfuração**, mas que podem realizar operações de avaliação da produção, processamento e transferência do óleo, mas não de armazenagem.

**MONOBÓIA (MONOBUOY) (SBM):** Sistema flutuante para transferência de petróleo produzido por um campo; consiste de uma bóia especial ancorada com 6 a 8 âncoras para receber amarrado um navio petroleiro, tendo um mangote flutuante para a transferência da produção bombeada por uma plataforma.

**OFFSHORE:** ao largo.

**PASSEIO (EXCURSÃO)** é a distância horizontal que a unidade percorre desde a sua posição de equilíbrio neutro até a posição de equilíbrio sob o carregamento ambiental.

## GLOSSÁRIO (CONTINUAÇÃO)

**PERÍODO DE RETORNO:** também conhecido como período de recorrência (ou tempo de recorrência), é o intervalo de tempo estimado de ocorrência de um determinado evento; é definido como o inverso da probabilidade de um evento ser igualado ou ultrapassado ( $T=1/p$ ).

**PITCH:** movimento de rotação em relação ao eixo transversal da embarcação, no sentido de proa e popa, chamado de natação ou caturro.

**PLATAFORMA CONTINENTAL:** porção dos fundos marinhos que começa na linha da costa e desce com um declive suave até ao talude continental (onde o declive é muito mais pronunciado); em média, atinge uma profundidade de 200 metros, atingindo as bacias oceânicas.

**PLOW STEEL:** aço de alta resistência, com um teor de carbono de 0,5-0,95 por cento e usado principalmente para fazer cabo de aço.

**PONTOON (FLUTUADOR):** Estrutura circular que envolve a base das pernas ou das colunas das plataformas tipo SS e PA (auto-elevatória); nesta última recebem o nome de spod tanks.

**PRÉ-SAL:** camada que delimita um perfil geológico anterior a deposição de sal mais recente no fundo marinho.

**RISER:** coluna de ascensão; tubulação larga (diâmetro aproximado de 406 mm) que se estende desde o dispositivo de segurança contra “estouros” (BOP - *Blow Out Preventer*) no leito do mar, até embaixo do piso da torre de uma instalação semi-submersa.

**ROLL:** movimento de rotação em relação ao eixo longitudinal da embarcação, no sentido de um bordo a outro, chamado de rolo ou balanço.

**ROV (Remote Operated Vehicle):** é um veículo submersível operado remotamente que, equipado com câmeras de vídeo e sensores, é utilizado para observação do fundo do mar à distância e/ou para realizar e supervisionar a montagem de equipamentos de exploração e produção em grandes profundidades.

## GLOSSÁRIO (CONTINUAÇÃO)

**SOCIEDADES CLASSIFICADORAS:** empresas, entidades ou organismos reconhecidos para atuarem em nome da Administração do país na regularização, controle e certificação de embarcações nos aspectos relativos à segurança da navegação, salvaguarda da vida humana e da prevenção da poluição ambiental.

**SURGE:** movimento de translação em relação ao eixo vertical, no sentido de vante (avanço) ou de ré (descaimento).

**SWAY:** movimento de translação em relação ao eixo vertical, no sentido de bombordo a boreste; chamado de deriva ou abatimento.

**TESTE DE LONGA DURAÇÃO (TLD):** Etapa estratégica para a produção futura de petróleo e/ou gás natural no mar, que serve para avaliar o potencial e as condições do reservatório e do petróleo, antes do campo começa a produzir em escala comercial.

**TOPOLOGIA:** É a parte da Topografia (ciência que estuda todos os acidentes geográficos definindo a situação e a localização deles) que estuda as formas exteriores da superfície da Terra e as leis que regem o seu modelado.

**TURRET:** estrutura rotatória de algumas plataformas por onde estão conectados os elementos de ancoragem (fixação) e produção.

**YAW:** movimento de rotação em relação ao eixo vertical, no sentido de um bordo a outro que determina desvios de rumo, precessão ou giro da embarcação; chamado de guinada ou cabeceio.

## ANEXO

TIPO DE RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
PRODUTOS QUÍMICOS		
RESÍDUOS DE FLUTUADORES DE RISER	Classe II-A	10 Kg
RESÍDUOS DE QUÍMICO DE LABORATÓRIO	Classe II-A	8 Kg
RESÍDUOS DE SERVIÇOS DE SAÚDE (FARMACÊUTICOS)	Classe I	1 Kg
RESÍDUOS DE SERVIÇOS DE SAÚDE (INFECTANTES E/OU PERFURO-CORTANTE)	Classe I	3 Kg
SACARIA PRODUTOS QUÍMICOS NÃO PERIGOSOS (VAZIO)	Classe IIB	2 kg
SACARIA PRODUTOS QUÍMICOS PERIGOSOS (VAZIO)	Classe I	1kg
SINALIZADORES PIROTÉCNICOS (FUMÍGENO, FACHO MANUAL)	Classe I	2 kg
SOLUÇÃO DE BATERIA	Classe I	10 kg
SUCATA DE METAIS FERROSOS	Classe II-B	1000 kg
SUCATA DE METAIS NÃO FERROSOS	Classe II-B	400 kg
VIDRO RECICLÁVEL	Classe II-B	30 kg

#### **II.2.4.L - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA E DE PROTEÇÃO AMBIENTAL**

##### **II.2.4.L.1 - Sistema de Ancoragem**

O sistema de ancoragem propicia os meios para a amarração segura e confiável do FPSO durante o tempo de operação da unidade na área do poço 9-BD-18HP-RJS. Este sistema é projetado e testado para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos aos equipamentos submarinos.

O FPSO será ancorado na área do poço 9-BD-18HP-RJS por meio de 12 linhas de ancoragem na concepção Catenária, compostas por amarras conectadas a 12 (doze) pontos de ancoragem do tipo âncoras de arraste convencional, cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO se dará através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo.

## ANEXO (CONTINUAÇÃO)



Atividade de Produção para Pesquisa do Reservatório  
Membro Sirl, na Concessão de Bacia de Campos

I.2- Caracterização da Atividade

A Tabela II.2.4.20 apresenta a composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio Das Ostras.

**Tabela II.2.4.20 -** Composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio Das Ostras.

COMPONENTE	DESCRIÇÃO	CARGA DE RUPTURA
Âncora de arraste (tipo)	14 t STEVPRIS MK5 + 5,6 t lastro	fab.
	Vryhof	490 t
Peso	14.000 kg	
Amarra (tramo único)	Qualidade QS4 NVK4RIG, 900 m x Ø 95 mm	9.010 kN

O processo de fixação do ponto de ancoragem consiste na descida da âncora até a profundidade da locação, a uma distância aproximada de 30 (trinta metros) de distância a vante da sua posição de cravação definitiva, com a amarra conectada e esta ao cabo de trabalho (*work wire*) do barco de manuseio lançador da linha de ancoragem. A âncora é arrastada pelo barco, na mesma direção do azimute da linha de ancoragem e com o sentido voltado para o local onde ficará o FPSO, atritando com o solo marinho até cravar. Após a cravação da âncora, o barco de manuseio traciona a linha de ancoragem até a tensão máxima determinada pelo projeto. A tensão na linha de ancoragem e posição da âncora em relação às coordenadas de projeto são os parâmetros calculados com base na força horizontal (*bollard pull*) aplicada pelo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) e na composição do sistema de lançamento das linhas de ancoragem, os quais serão monitorados para validar a operação de pré-lançamento das âncoras.

A operação de ancoragem divide-se em 2 fases;

Fase (1) pré-lançamento da linha de ancoragem, que compreende a instalação dos seguintes componentes para cada linha de ancoragem: âncora de arraste, amarra, manilhas e penderes de cabo de aço (utilização temporária para diminuir o peso da linha de ancoragem no abandono) e bôia de abandono. Esta fase é realizada antes da chegada do FPSO na locação.

Fase (2) hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem. O hook-up tem início após a chegada do FPSO na locação e consiste na conexão do topo da



Coordenador da Equipe

Técnicos Responsáveis

Revisão 01  
abril de 07

Pág.  
80 / 139

## ANEXO (CONTINUAÇÃO)

amarra pré-lançada ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO. Após o *hook-up* as linhas de ancoragem são tensionadas pelos guinchos do FPSO e, alcançando a tensão de projeto, as amarras são travadas em componentes denominados *chain stopper* (mordente).

O sistema de ancoragem providencia meios seguros e de confiança de amarração do FPSO durante a permanência da embarcação na locação. Este sistema é designado e testado para funcionar em todas as condições de mar sem causar danos aos equipamentos submarinos.

- Descrição da fase (1) (pré-lançamento do ponto de ancoragem)

Esta fase se realizará com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS, e uma embarcação de suporte, designada RSV (*Remote Survey Vessel*), para operação de ROV. A Figura II.2.4-21 mostra uma das embarcações que poderá ser utilizada no procedimento de instalação das âncoras, a AHTS *Far Sailor*.



**Figura II.2.4-21** - Foto de uma das embarcações de suporte (*Far Sailor*), que poderá ser utilizada na instalação da ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

## ANEXO (CONTINUAÇÃO)

Além desta embarcação serão utilizadas a AHTS Far Santana e a AHTS Far Sênior.

Ao chegar à locação, os barcos de manuseio são posicionados nas coordenadas de lançamento das âncoras, os componentes da linha de ancoragem são montados (amarrias, elos de conexão e cabos de trabalho dos barcos de manuseio), sendo em seguida descida a âncora a trinta metros de distância a vante das coordenadas de projeto. Posicionada a âncora, o barco de manuseio pega o cabo de trabalho deitando a amarra de fundo no leito marinho. Posteriormente o barco de manuseio desloca-se na mesma direção do azimute da linha de ancoragem em sentido voltado para o local onde a unidade será instalada futuramente. A âncora desloca-se aproximadamente trinta metros até cravar no leito marinho. Após a cravação é efetuado o teste de carga tracionando-se a linha de ancoragem até o valor máximo determinado em projeto. São monitorados os parâmetros de tração máxima na linha de ancoragem e posição de cravamento da âncora. Caso os parâmetros não estejam conformes e dentro da tolerância aceitável a âncora é descravada para nova tentativa. Passando no teste de tração e estando a âncora na posição requerida pelo projeto, o pendente é montado com manilhas no elo final da amarra e o sistema é abandonado com bóias demarcatórias, ou no leito marinho sem o uso de bóias ou pendentes.

- Descrição da fase (2): *hook-up* das linhas de ancoragem ao FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras e tensionamento

Esta etapa de instalação do sistema de produção se iniciará com a chegada da unidade de produção à sua locação, consistindo na recuperação das amarras da linha de ancoragem abandonadas na locação e conexão dessas amarras ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO.

Nesta etapa, serão disponibilizados pelo menos 06 rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque, posicionamento e travamento do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras dentro do quadro de bóias visando limitar a deriva da unidade, conexão dos sistemas pré-lançados com a unidade de produção, tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) do FPSO.

Quando o FPSO, ao término do reboque, alcançar as proximidades da sua localização final, este passará então a ser conduzido pelos rebocadores