

2 Sistemas de Produção Offshore

2.1. Introdução

O conjunto de equipamentos utilizados para a prospecção e exploração marinha de petróleo é conhecido como *Sistema Offshore* e compreende basicamente quatro grupos: o casco, as linhas, os equipamentos submarinos e os poços [1].

Com o avanço da exploração e produção de petróleo em águas profundas, o uso de unidades flutuantes torna-se cada vez mais freqüente e seu posicionamento numa determinada área durante algum tipo de operação passa a ser garantido por meio da utilização de estruturas esbeltas chamadas *linhas de ancoragem*. A ancoragem pode ter uma composição homogênea ou heterogênea (mais usada em águas profundas, visando minimizar o peso suspenso), sendo comumente formada por amarras, cabos de aço e/ou cabos sintéticos (por exemplo, de poliéster).

Neste capítulo, são apresentados, de forma sucinta, os principais componentes dos sistemas de ancoragem e algumas configurações possíveis de linhas para a utilização na ancoragem de estruturas *offshore*.

2.2. Casco

Com a descoberta de novos poços e reservatórios de petróleo em profundidades cada vez mais elevadas, foi necessária a utilização de novas unidades de produção, denominadas unidades flutuantes, as quais podem ser classificadas em plataformas semi-submersíveis, navios (FPSO), pernas atirantadas (TLP – *Tension Leg Press*) e SPAR [1].

2.2.1. Plataforma Semi-submersível

As plataformas semi-submersíveis (Figura 2.1), compostas por estruturas flutuantes, são largamente empregadas na produção e perfuração. Consistem de um casco compartilhado e composto por flutuadores e colunas. Os flutuadores, também conhecidos como *pontoons*, apóiam as colunas, também chamadas de *pernas*, e que por sua vez sustentam os conveses.

Uma das principais desvantagens deste tipo de plataforma é o fato de não serem adequadas para o armazenamento do óleo produzido durante o processo de exploração, necessitando assim de meios para a exportação do óleo [1].



Figura 2.1 – Plataforma semi-submersível [1].

2.2.2. Navios

Diferentemente das plataformas semi-submersíveis, os navios (Figura 2.2) são capazes de armazenar o óleo produzido durante o processo de exploração. Também conhecidos como *unidades de produção* ou pelo termo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading Vessel*), os navios são muitas vezes utilizados como suporte de outras unidades (plataformas) para armazenar e transportar o óleo; neste caso adquire o nome de FSO (*Floating Storage and Offloading Vessel*) [1].



Figura 2.2 – Navio FPSO [1].

2.2.3. TLP – *Tension Leg Platform*

A TLP (Figura 2.3) consiste em uma estrutura com um casco semelhante ao da plataforma semi-submersível. Quando comparada com outros cascos, a TLP apresenta movimentos menores, o que possibilita que a completação dos poços seja do tipo seca, ou seja, o controle e a intervenção nos poços são feitos na plataforma e não no fundo do mar, o que representa uma diminuição nos custos de instalação e produção dos poços [1].

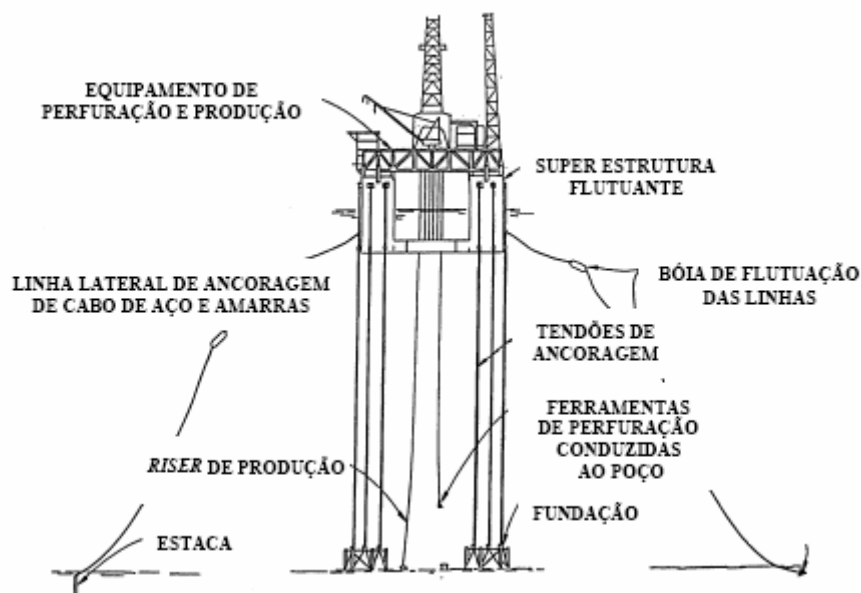


Figura 2.3 – Unidade TLP [1].

2.2.4. SPAR

O SPAR consiste em um único cilindro vertical de aço, de grande diâmetro, ancorado, que opera com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera pequenos movimentos verticais e, portanto, possibilita o uso de *risers* rígidos de produção [1].

2.3. Linhas de Ancoragem

As linhas de ancoragem são estruturas esbeltas dispostas em catenária, *taut-leg* ou tendões. Sua principal função é fornecer as forças de restauração que mantêm em posição as unidades flutuantes.

Os materiais mais utilizados na construção das linhas de ancoragem são amarras de aço, cabos de aço e, mais recentemente, cabos de poliéster [1]. As amarras são utilizadas geralmente nos trechos iniciais e finais das linhas, já que este material é mais resistente ao atrito com o fundo do mar e com os guinchos das unidades flutuantes.

2.3.1. Amarras

De acordo com Albrecht [1], os tipos de amarras mais utilizados na ancoragem de unidades flutuantes são os que possuem elos com malhete. São diversos os tipos de elo que existem para unir duas partes de corrente, dos quais o mais usado é o *Kenter*. Uma das principais desvantagens destes elementos de união é que, apesar de possuírem uma carga de ruptura igual, e em certas ocasiões superior, à de uma corrente da mesma dimensão, a durabilidade à fadiga é sensivelmente menor. É por isto que o número de elos de ligação utilizado nas linhas de ancoragem deve ser mínimo.

2.3.2. Cabos de Aço

São vários os tipos de cabos de aço utilizados na ancoragem de unidades flutuantes, sendo os principais os *six strand* e os *spiral strand*. Os primeiros, por apresentarem um fácil manuseio, são empregados com maior frequência em

unidades de perfuração. No entanto, os segundos possuem alta resistência e durabilidade, sendo mais comumente utilizados em unidades de produção.

Devido à corrosão da trança metálica, os cabos apresentam uma vida útil inferior à das amarras, mas este problema pode ser contornado com a utilização de cabos galvanizados. Com relação à resistência dos arames que formam o cabo, são utilizados normalmente os tipos IPS (*Improved Plow Steel*) e EIPS (*Extra Improved Plow Steel*) [1]. Os cabos com este último tipo de arame são mais resistentes à tração e, portanto, mais recomendados nos sistemas de unidades flutuantes. A Figura 2.4 ilustra os tipos de cabos de aço mais utilizados nos sistemas de ancoragem.

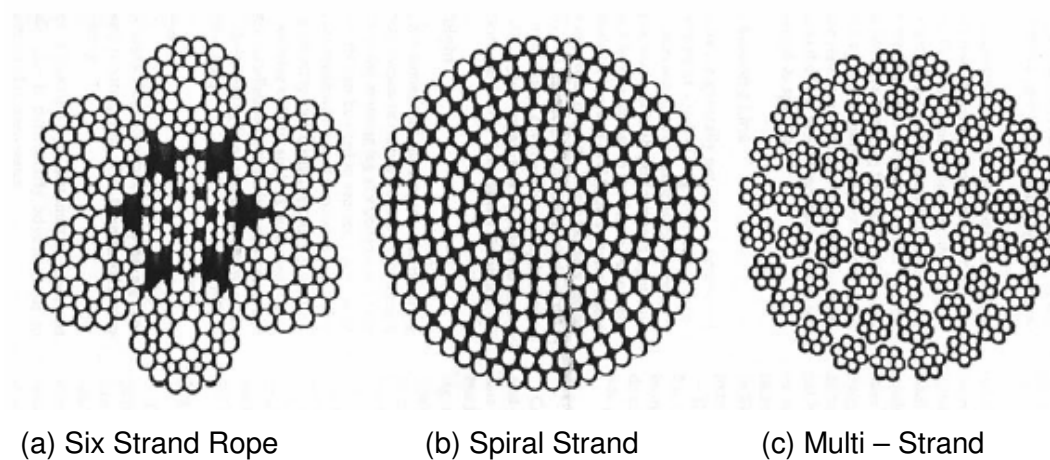


Figura 2.4 – Cabos de aço [1]

2.3.3. Cabos de Poliéster

Geralmente, são classificados como cabos todos os cabos sintéticos e, como cordas, todos os cabos e cordas feitos de qualquer tipo de fibra [1]. As fibras mais utilizadas para a fabricação dos cabos são: polietileno, sisal, poliamida (comercialmente conhecida como *nylon*), polipropileno, poliamida (com grande módulo elasticidade), HMPE (*High Modulus Polyethylene*) e poliéster. Este último é muito utilizado em sistemas de ancoragem, esperando-se que atinja uma vida útil de até 20 anos. A Figura 2.5 mostra um típico cabo de poliéster utilizado em ancoragens de unidades flutuantes.

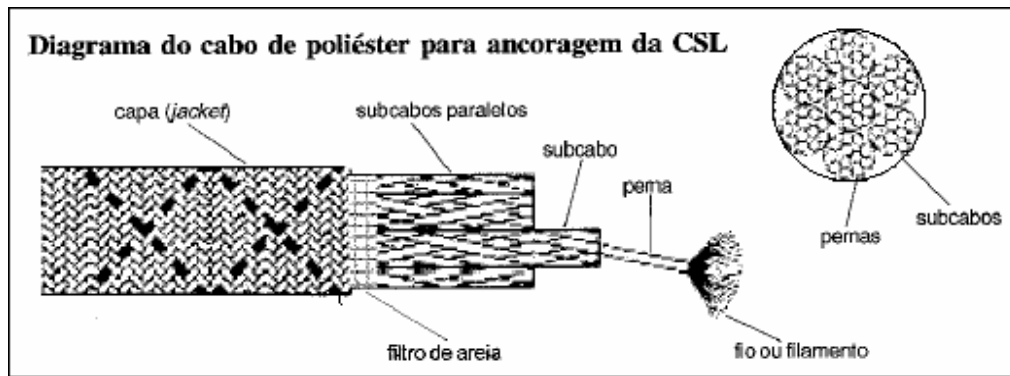


Figura 2.5 – Cabo de poliéster [1].

2.4. Tipos de Ancoragem

Os tipos de ancoragem mais utilizados nas operações de exploração de petróleo por estruturas *offshore* são descritos nas sub-seções seguintes [4].

2.4.1. Ancoragem em Catenária

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 (superior a 1000 metros) e o próprio atrito do trecho de linha encostado no fundo são 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.

2.4.2. Ancoragem em Taut-Leg

Para contornar as desvantagens do sistema em catenária utiliza-se a ancoragem em *taut-leg*. Neste sistema, a linha se encontra mais tensionada, com um ângulo de topo de aproximadamente 45° com a vertical, tendo assim uma projeção horizontal menor, para uma mesma ordem de grandeza da lâmina d'água (Figura 2.6). Este tipo de ancoragem proporciona maior rigidez ao sistema, sendo o passeio da embarcação limitado a *offsets* menores. Neste

caso, as âncoras a serem utilizadas precisam resistir a valores elevados de cargas verticais. A ancoragem *taut-leg* é geralmente utilizada em sistemas localizados em regiões de grandes profundidades.

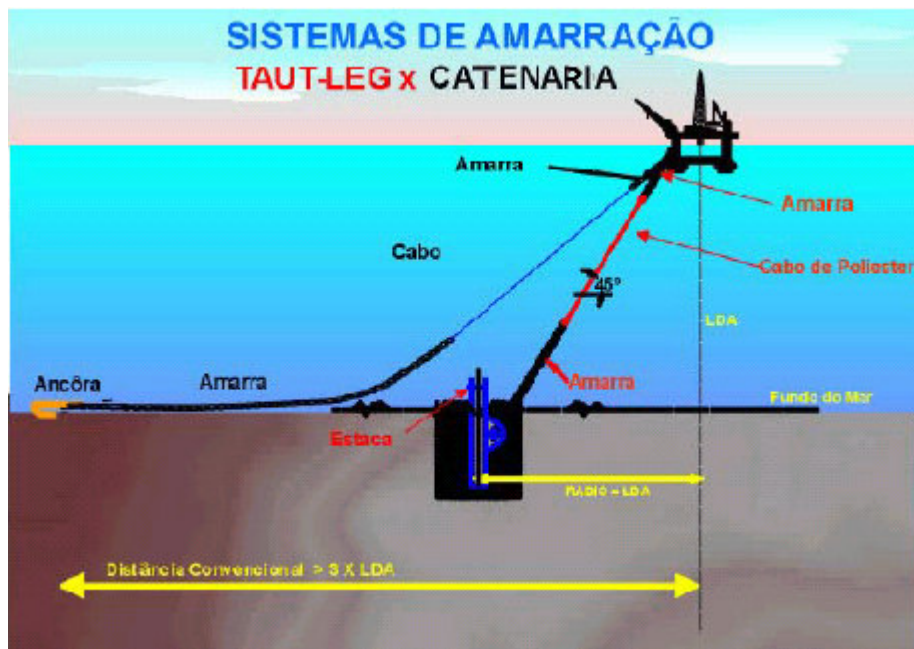


Figura 2.6 – Ancoragem em catenária x Ancoragem *taut-leg* [1].

2.4.3. Ancoragem Vertical

É baseada na utilização de tendões verticais, que precisam estar sempre tracionados devido ao excesso de empuxo proveniente da parte submersa da embarcação. Trata-se da ancoragem usada principalmente em plataformas TLP (*Tension Leg Platform*), mas que também pode ser adotada por bóias e monobóias, dentre outras. Os tendões podem ser de cabo de aço ou de material sintético, proporcionando uma elevada rigidez no plano vertical e baixa rigidez no plano horizontal. A força de restauração no plano horizontal é fornecida pela componente horizontal da força de tração nos tendões. Para tendões de pequenos diâmetros ($d \approx 0.25$ m) os efeitos de flexão podem ser desprezados, enquanto que, para grandes diâmetros ($d \approx 1.00$ m), tais efeitos devem ser considerados. A Figura 2.7 ilustra este tipo de ancoragem.

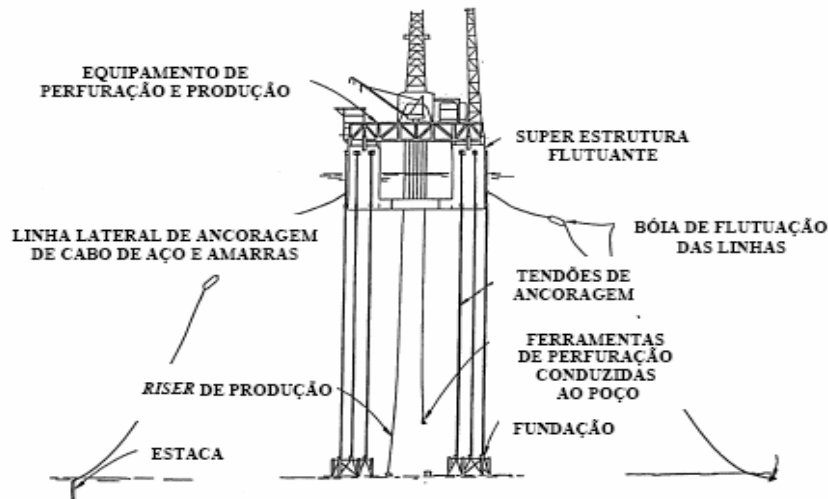
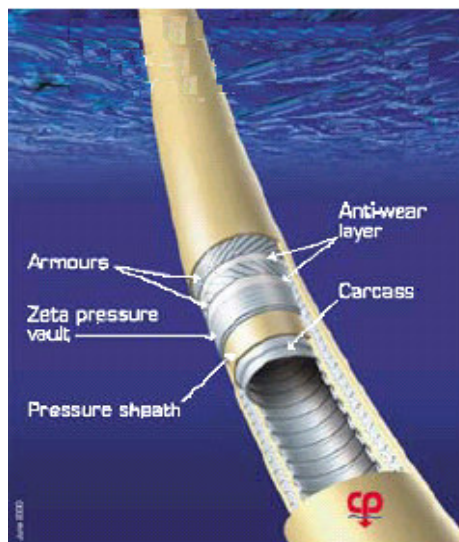


Figura 2.7 – Ancoragem Vertical – TLP [1].

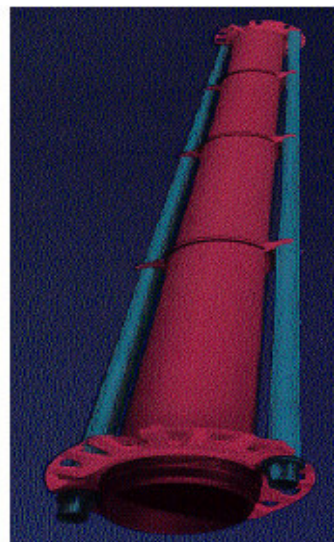
2.5. Risers

Os *risers* são tubulações verticais, geralmente dispostos em configurações de catenária, utilizados para transportar o óleo ou o gás do fundo do mar até a superfície. Podendo ser flexíveis, compostos por camadas de plástico e aço, ou rígidos, compostos de aço, os *risers* também são usados para injetar a água necessária para estimular o poço durante o processo de exploração [1]

A Figura 2.8 ilustra os dois tipos básicos de *risers* utilizados no processo de exploração de petróleo.



(a) *Riser* Flexível



(b) *Riser* Rígido

Figura 2.8 – Exemplos de *Risers*: (a) Flexível e (b) Rígido [1].

2.6. Sistemas de Ancoragem

Uma vez que o sistema de ancoragem se encontra sob a ação do carregamento ambiental, é normal que a unidade sofra um passeio ou deslocamento, o qual corresponde à distância horizontal que a unidade percorre desde sua posição inicial de equilíbrio neutro até a posição final de equilíbrio sob a ação das cargas [1]. O passeio é medido como um percentual da lâmina d'água.

Uma medida da eficiência do sistema de ancoragem é a magnitude do deslocamento da unidade flutuante. O passeio é inversamente proporcional à rigidez do sistema de ancoragem; assim, quanto mais alta a rigidez menor será o passeio, porém o tipo de material utilizado para construir as linhas de ancoragem determinará o limite superior da rigidez do sistema. É importante salientar que, ao se aumentar a rigidez do sistema, estão se aumentando as tensões aplicadas às linhas e, portanto, as tensões internas, as quais devem respeitar certos limites de segurança [1].

Para um conjunto de dados ambientais (ventos, ondas e correntes) é necessário estabelecer as correspondências entre eles e suas probabilidades de ocorrência. De acordo com Albrecht [1], são duas as condições ambientais tipicamente aplicadas em projetos de ancoragem: condição máxima de projeto e condição máxima de operação.

A condição máxima de projeto é a condição extrema que o sistema deve suportar sem danos e é definida como uma combinação de ventos, ondas e correntes para a qual o sistema deve ser projetado. Para isto é necessário definir o tipo de ancoragem que será utilizado, dependendo do tempo que o sistema permanecerá em operação. Isto é, podem ser utilizadas ancoragens permanentes ou provisórias – a primeira delas considera um período de 100 anos para a recorrência de um evento, ou seja, o sistema deve ser projetado para um carregamento ambiental que poderá ocorrer uma vez a cada 100 anos. Já a ancoragem provisória é utilizada em sistemas que permanecerão em operação por um período inferior a 5 anos em uma locação.

A condição máxima de operação é a combinação máxima de condições ambientais (ventos, ondas e correntes) sob a qual o sistema deverá operar, seja em atividades de produção ou perfuração.

A seguir, três diferentes sistemas de ancoragem utilizados em estruturas flutuantes serão apresentados: ancoragem com ponto único SPM (*Single Point*

Mooring), amarração com quadro de ancoragem SM (*Spread Mooring*) e ancoragem com posicionamento dinâmico DP (*Dynamic Position*).

2.6.1. Ancoragem com Ponto Único

A ancoragem SPM é mais freqüentemente utilizada por navios petroleiros convertidos em FSO's (*Floating Storage and Offloading Units*) ou FPSO's (*Floating Production, Storage and Offloading Units*). Ela permite que a embarcação se alinhe com o carregamento ambiental, minimizando as forças sobre o casco. Como exemplos, temos: ancoragem com *turret*, CALM (*Catenary Anchor Leg Mooring*) e SALM (*Single Anchor Leg Mooring*).

No sistema de ancoragem com *turret*, todas as linhas de ancoragem e *risers* são presos no *turret* que, essencialmente, faz parte da estrutura a ser ancorada. O *turret* permite que a embarcação gire livremente em torno das linhas e pode ser montado interna ou externamente à embarcação. (Figura 2.9).

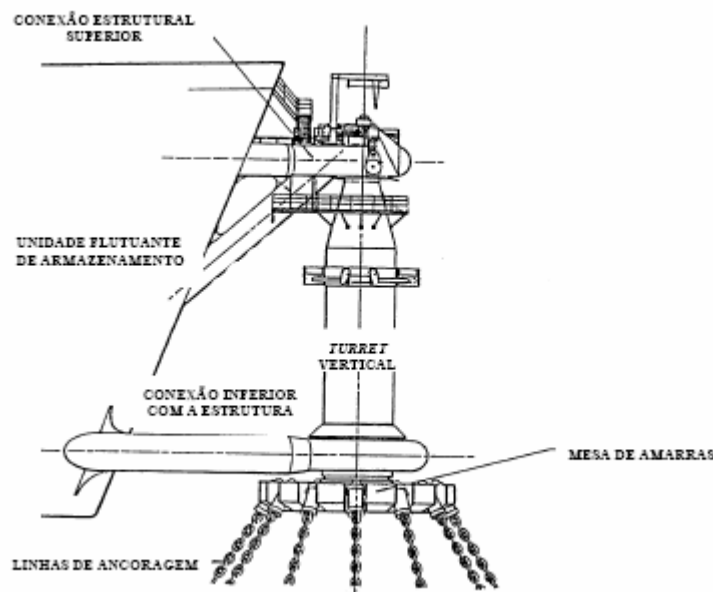


Figura 2.9 – *Turret* externo [1].

O sistema CALM (Figura 2.10) consiste em uma bóia de grandes dimensões que suporta um determinado número de linhas de ancoragem em catenária. Os *risers* são presos na parte inferior da bóia e utilizam um cabo sintético para fazer a amarração entre a bóia e o navio. Uma desvantagem deste sistema é a limitação de sua capacidade de resistir às condições ambientais quando a reação da bóia é razoavelmente diferente da resposta do navio sob

influência das ondas. Assim, quando as condições do mar atingem uma certa magnitude, torna-se necessário desconectar o navio.

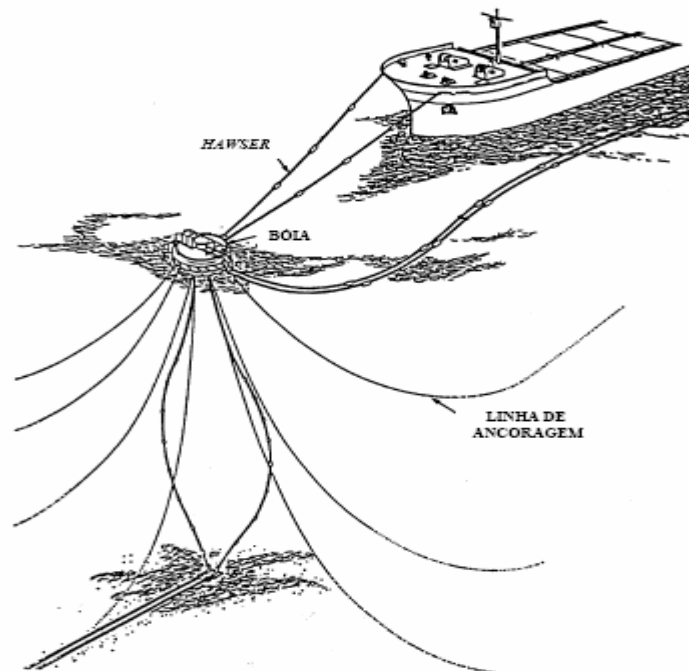


Figura 2.10 – Ancoragem tipo CALM com *hawser* [1].

O sistema SALM utiliza um *riser* vertical que tem uma elevada capacidade de flutuação próximo à superfície e, algumas vezes, na superfície, é mantido por um *riser* pré-tensionado. O sistema basicamente emprega um *riser* articulado com uma forquilha rígida de acoplamento (Figura 2.11).

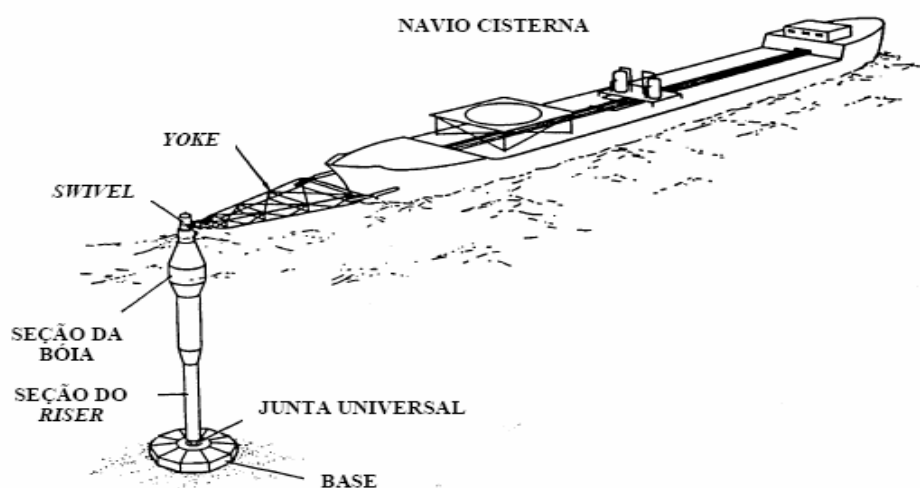


Figura 2.11 – SALM com *riser* e *yoke* [1].

2.6.2. Amarração com Quadro de Ancoragem (SM)

Este tipo de amarração é mais freqüentemente utilizada por plataformas semi-submersíveis em operações de perfuração e produção. Suas linhas de ancoragem se encontram distribuídas em torno da embarcação (Figura 2.12), tornando-a capaz de resistir a carregamentos ambientais. Assim, a unidade flutuante poderá resistir às cargas ambientais independentemente das direções de atuação.

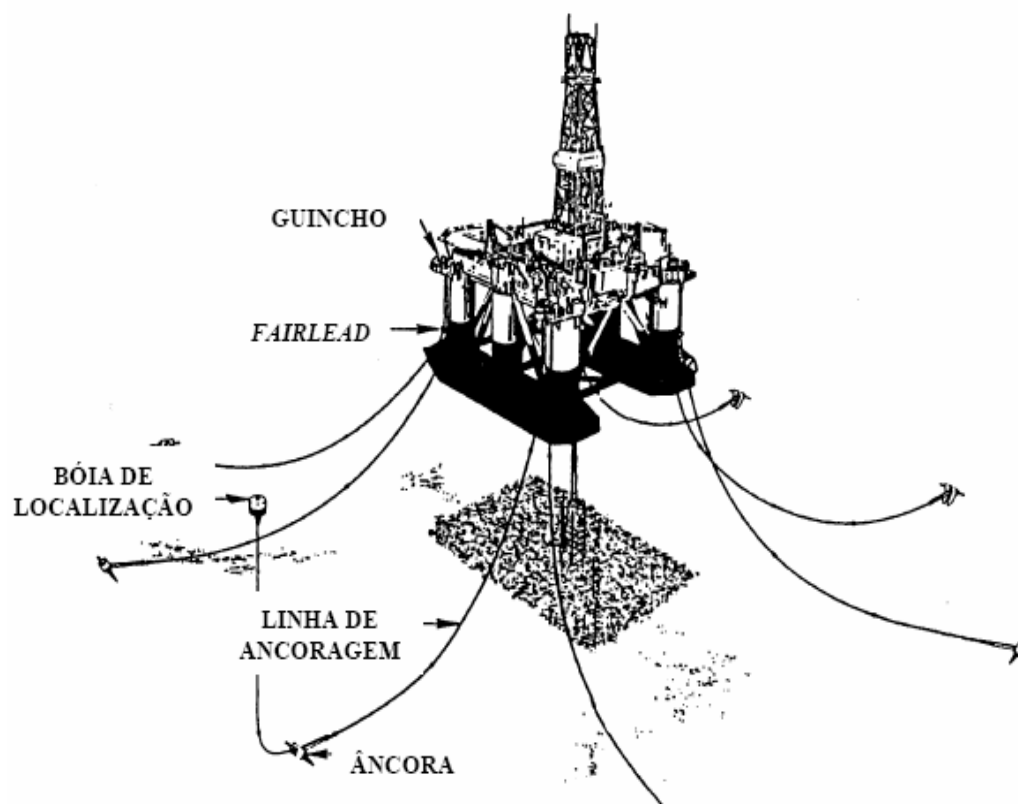


Figura 2.12 – Plataforma semi-submersível com amarração de quadro de ancoragem [1].

Uma concepção recente de ancoragem para navios consiste na adoção de linhas distribuídas, como no caso das plataformas semi-submersíveis, apesar de navios sofrerem maior influência em relação às direções dos carregamentos. Este sistema é conhecido como DICAS (*Differentiated Compliance Anchoring System*) [5] e fornece um alinhamento parcial com a pior direção do carregamento ambiental.

O sistema DICAS, desenvolvido pela Petrobras para produção e armazenamento em área *offshore* brasileira, consiste em um conjunto de linhas

de ancoragem com conexões na proa e na popa do navio [5]. A localização das linhas do sistema de ancoragem DICAS proporciona a existência de diferentes níveis de rigidez na popa e na proa do navio. Tal diferença de rigidez é obtida por meio de uma variação nas pré-tensões das linhas, o que permite ao navio adquirir uma configuração (aproamento) adequada às características ambientais. Diferentes níveis de pré-tensões das linhas irão conduzir a diferentes ângulos críticos de incidência, resultando num melhor posicionamento do navio em relação às mais freqüentes direções de incidência das condições ambientais. A Figura 2.13 mostra uma vista 3D de um sistema DICAS.

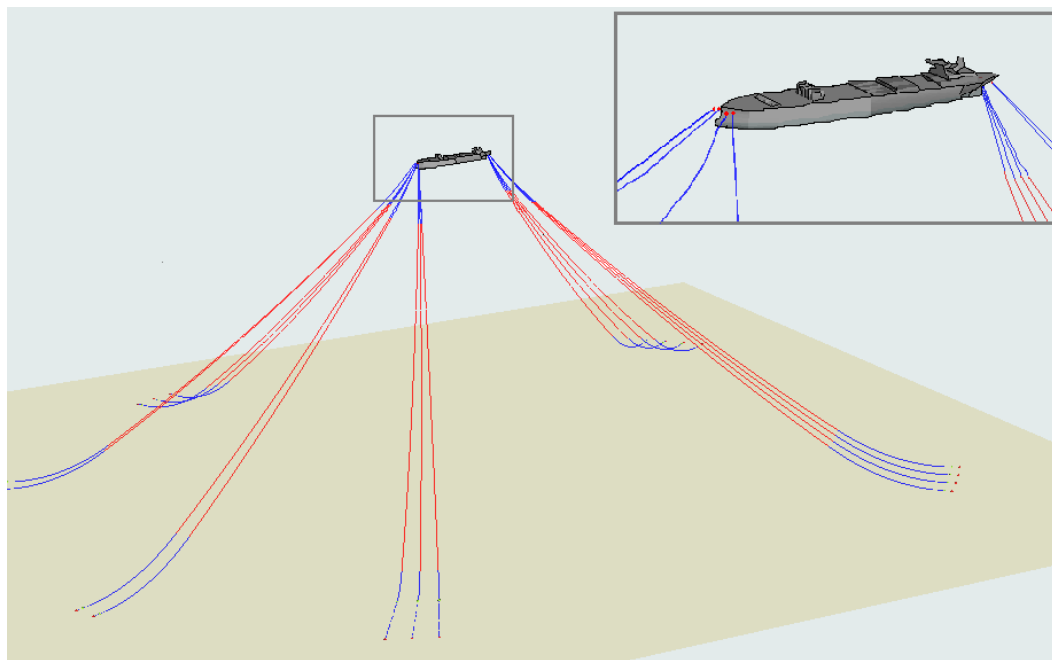


Figura 2.13 – Vista 3D de um sistema DICAS [1].

2.6.3. Ancoragem com Posicionamento Dinâmico

O sistema DP (*Dynamic Position*) pode ser utilizado de forma isolada ou como auxílio para um sistema já ancorado. Trata-se de um tipo de ancoragem utilizado em atividades de perfuração e intervenção em poços de petróleo. As unidades DP (Figura 2.14) podem ser constituídas de navios ou plataformas semi-submersíveis que mantêm sua posição com o auxílio de um conjunto de propulsores. Quando tais unidades operam muito próximas a outras já ancoradas, pode-se fazer necessária a utilização de âncoras de segurança, para o caso de sofrerem alguma falha na geração de energia para os propulsores.

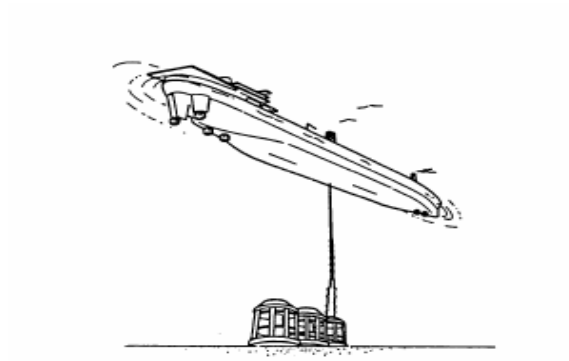


Figura 2.14 – Sistema de ancoragem DP [1].