

MARINHA DO BRASIL
ENSINO PROFISSIONAL MARÍTIMO
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA - CIAGA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL-DE-NÁUTICA (APNT)

**PLATAFORMAS PETROLÍFERAS COM POSICIONAMENTO DINÂMICO - DP E
PLATAFORMAS ANCORADAS: UMA ABORDAGEM SOBRE CUSTOS E
VIABILIDADE OPERACIONAL**

Por: Carlos Mesquita da Silva

Rio de Janeiro
2012

MARINHA DO BRASIL
ENSINO PROFISSIONAL MARÍTIMO
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA - CIAGA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL-DE-NÁUTICA (APNT)

**PLATAFORMAS PETROLÍFERAS COM POSICIONAMENTO DINÂMICO - DP E
PLATAFORMAS ANCORADAS: UMA ABORDAGEM SOBRE CUSTOS E
VIABILIDADE OPERACIONAL**

Monografia apresentada ao Centro de Instrução Almirante Graça Aranha - CIAGA como requisito parcial à conclusão do Curso de Aperfeiçoamento para Oficial-de-Náutica (APNT) da Marinha Mercante.
Orientadora: Maria P. Socorro S. Pereira. M.Sc.

Carlos Mesquita da Silva

Rio de Janeiro
2012

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por todas as bênçãos derramadas em minha vida, assim como a inteligência e saúde para realização desse trabalho.

Agradeço minha orientadora nesse trabalho e Esposa Professora Socorro, por sua imensa paciência, profissionalismo, carinho e tempo dedicados na produção deste trabalho.

Agradeço minha Princesa Sarah pela permissão do tempo subtraído do convívio familiar para produção desse trabalho.

Agradeço a empresa que trabalho – Transocean -, especialmente, na pessoa dos Gerentes Scott Carpenter , Steve Scott e Comandante Paul Morley pela permissão e suporte dados durante minha ausência das funções a bordo.

Agradeço aos Professores CLC Orlando e Oficial-de-Náutica Augusto Coelho e demais mestres que me auxiliaram e ensinaram durante este período acadêmico.

Agradeço aos colegas antigos e novos pela troca de experiência e ensinamentos.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família...
Minha amada Esposa Socorro por seu imensurável apoio em todas às etapas da minha vida profissional. Incansável guerreira, mulher sábia e profissional de valor; Nossa Filha Sarah, a dona dos nossos corações, um presente de Deus em nossas vidas e meus enteados Marcello e Alexandre pela parceria, afeto e respeito de filhos de verdade. Ajudaram-me a amadurecer e dar um valor aos cabelos brancos.

A vida sem Vocês, seria como um navio sem o leme; um Navio sem o porto-seguro para demandar e se abrigar dos mares revoltos da vida.

“A resposta branda desvia o furor,
mas **a palavra dura suscita a ira.**”

Provérbios. 15:1

“A verdadeira dificuldade está não em
aceitar ideias novas, mas em livrar-se
das ideias antigas.”

John Maynard Keynes (1883-1946)

RESUMO

SILVA, Carlos Mesquita¹. *Plataformas petrolíferas com posicionamento dinâmico - dp e plataformas ancoradas: viabilidade operacional e custos*. Monografia. 66f. Marinha do Brasil - Ensino Profissional Marítimo - Centro de Instrução Almirante Graça Aranha - CIAGA - Curso de Aperfeiçoamento para Oficial-De-Náutica (APNT), 2012.

O trabalho apresentará uma abordagem sobre os “Sistemas de Posicionamento Dinâmico - DP e Ancoragem” em plataformas marítimas utilizadas na exploração de petróleo, através de dados estatísticos e planilhas. Também serão consideradas como informações qualitativas a verificação de registros e relatórios julgados consistentes. Serão levadas em consideração as fontes dos dados coletados dentro de uma sequência lógica a fim de, fundamentar as justificativas, oposições e possíveis contradições nos fatores que influenciam na escolha do tipo de plataforma a ser utilizado nas operações de perfuração. A pesquisa irá considerar experiências empíricas, vivenciadas por profissionais e técnicos da área, bem como, as vividas pelo próprio pesquisador, verificando a viabilidade da contratação da unidade com sistema de posicionamento dinâmico - DP ou sistema de ancoragem. Com o avanço da exploração do petróleo em águas cada vez mais profundas, houve uma busca crescente por novas tecnologias com o objetivo de melhorar a dinâmica e segurança das operações. O uso de plataformas marítimas tornou-se cada vez mais intenso com a descoberta de novos campos e jazidas de petróleo. Assim sendo, a exploração avança cada vez mais na direção de águas mais profundas. Os sistemas de posicionamento dinâmico - DP e modernos sistemas de ancoragem são amplamente utilizados para este fim. Dessa forma, será verificado qual dos dois sistemas oferece o menor custo ou se, mesmo desconsiderando o fator custo, existe outro fator a ser considerado na escolha de cada um.

Palavras Chaves: Posicionamento dinâmico, sistema de ancoragem, águas profundas, custo.

¹ CCB Transocean Drilling Inc - Imediato.

ABSTRACT

SILVA, Carlos Mesquita². Oil drilling rigs with dynamic positioning - DP and anchored drilling rigs: feasibility and operational costs. Monograph. 66f. Brazil's Navy - Professional Maritime Education - Instruction Center Almirante Graça Aranha - CIAGA – Professional Improvement Course for deck officers (APNT), 2012.

The paper presents an approach on the "Dynamic Positioning Systems - DP and Anchor" in offshore drilling rigs used in oil exploration, through statistical data and spreadsheets. Also, information will be considered as qualitative verification of records and reports judged consistent. It will analyze the sources of collected data within a logical sequence to give reasons for justifications, oppositions and contradictions in possible factors that influence the choice of drilling rig to be used in drilling operations. The research will consider empirical experiences, experienced professionals and technicians in the area, as well as those experienced by the researcher, checking the feasibility of hiring a rig with dynamic positioning - DP or mooring system. With the advancement of petroleum exploration in ever-deeper waters, there was an increasing search for new technologies in order to improve the dynamic and safety of operations. The use of offshore drilling rigs has become increasingly intense with the discovery of new fields and oil deposits. Thus, the exploration moves increasingly toward deeper water. The dynamic positioning systems - DP and modern anchoring systems are widely used for this purpose. Thus it will be seen which of the two systems offers the lowest cost or even ignoring the cost factor, there is another factor to be taken into account in the choice of each.

Key Words: Dynamic positioning, mooring system, deep-water, cost.

² CCB Transocean Drilling Inc – Chief Mate.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1- Produção de óleo e gás em águas profundas: 7.46 milhões barris de óleo no mundo.....	13
Gráfico 2 - As gerações de Unidades MODU.....	15
Quadro 1 - Mudanças na frota global MODU (Und) período 2001-2011.....	26
Gráfico 3 - MODUs disponíveis versus ativas. Período 2001-2011	26
Quadro 2 - Distribuição global da frota por região, período Jan 2011 / Jan 2012.....	27
Gráfico 3 - Comparação Distribuição Global da frota MODU por região entre Jan 2011/ Jan 2012	28
Gráfico 4 - Comparativo da rigidez dinâmica e estática dos materiais de 3 fibras....	40
Gráfico 5 - Curva de resistência à ruptura a tração (tenacidade) das fibras.	41
Quadro 3 - Visão geral do Sistema de Classificação.	46
Quadro 3 - Consumo diesel de unidades com DP	54
Quadro 4 - Média de diárias de contrato de Sonda.....	55
Gráfico 6 - Diferença relativa em custo de um poço perfurado com uma Semi DP comparada com uma Semi ancorada.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Preço MDO em Singapura. Maio a Set 2012	53
--	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diversas profundidades.....	14
Figura 2 - Perfuração direccional	16
Figura 3 - FPSO, unidade de produção e armazenagem.....	17
Figura 4 - Estruturas submarinas	17
Figura 5 - Blue Water Rig No.1.....	18
Figura 6 - Semi DP Sedco 707 Transocean Inc.	19
Figura 7 - Navio de transporte de carga-pesada “Willift Falcon”	20
Figura 8 - Navio Cuss 1	22
Figura 9 - Navio “Eureka”.	22
Figura 10 - BOP.....	23
Figura 11 - Marine Risers	23
Figura 12 - Navio-Sonda Sedco 445 - “Deepwater Navigator”. Transocean Inc	24
Figura 13 - Panorama da frota global MODU em 2011.....	28
Figura 14 - Sistema de ancoragem	34
Figura 15 - Âncora Stevpris. Fonte: Intermoor.	35
Figura 16 - Âncora VLA. Fonte: University of Strathclyde	36
Figura 17 - Âncora do tipo SEPLA. Fonte: Intermoor.	37
Figura 18 - Amarração com cabo de poliéster.....	39
Figura 19 - Cabo de Dyneema	39
Figura 20 - Cabo de poliéster	40
Figura 21 - Movimentos da Embarcação.....	42
Figura 22 - Componentes e Sistemas de DP.	43
Figura 23 - Diagrama controle o sistema DP.....	44
Figura 24 - Visão panorâmica da estação de DP.	45
Figura 25 - Transmissão do sinal DGPS.	47
Figura 26 - Sistema acústico de posicionamento	48
Figura 27 - Impelidor Azimutal.....	50
Figura 28 - Semi a deriva durante furacão Katrina.....	59

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	12
1 - A INDÚSTRIA OFFSHORE	13
1.1 - Exploração & Desenvolvimento.....	15
1.2 - Semi-submersíveis	18
1.3 - Navios-Sonda	21
1.4 - Mercado MODU.....	24
1.4.1 - Demanda	25
2 - MANTENDO A POSIÇÃO	29
2.1 - Sistemas de ancoragem.....	30
2.1.1 - Ancoragem convencional	30
2.1.2 - Amarração Taut (Esticada) & Amarração com Catenária.	31
2.1.2.1 - Ancoragem em catenária	33
2.1.2.2 - Ancoragem esticada (Taut-Leg).....	33
2.1.3 - Âncoras	34
2.1.3.1 - Âncora convencional de encaixe.....	35
2.1.3.2 - Âncora de carga vertical (VLA).....	36
2.1.3.3 - Âncora de encaixe de sucção (SEPLA)	36
2.1.4 - Amarração Pré-Instalada (PIM).....	37
2.1.5 - Fibras sintéticas.....	38
2.2 - Posicionamento Dinâmico - DP	41
2.2.1 - Teoria DP	42
2.2.2 - Classes do Sistema de Posicionamento Dinâmico	45
2.2.3 - Sistema de posicionamento e sensores de referência.....	46
2.2.3.1 - Sistema diferencial de posicionamento global (DGPS).....	47
2.2.3.2 - Sistema de referência hidro-acústico de posicionamento (HPR).....	48
2.2.3.4 - Sensor de Vento.....	48
2.2.3.5 - Agulhas Giroscópicas, MRUs,VRUs	49
2.2.3.6 - Propulsores e Impelidores.....	49
2.2.4 - Máquinas, maquinário e gerenciamento de energia	51

3 - A PERSPECTIVA ECONÔMICA - ELEMENTOS DE CUSTO	52
3.1 - Modelo de custo operacional.....	52
3.1.1 - Combustível.....	53
3.1.2 - Diárias de Mercado	54
4 - A PERSPECTIVA OPERACIONAL	57
4.5 - Capacidade	59
4.6 - Confiabilidade.....	60
4.7 - Tempo	60
4.8 - Preferência	61
4.9 - Manutenção.....	62
CONCLUSÕES	63
REFERÊNCIAS	65

INTRODUÇÃO

A indústria offshore com quase 60 anos tem sido marcada pela grande inovação tecnológica, habilitando os recursos a serem empregados mesmo com o aumento das lâminas d'água. Ela evoluiu das torres erguidas na extensão dos piers de terra, na Califórnia (EUA) até águas ultra profundas, em lâminas d'água de 3.600 metros. É notável que este progresso tecnológico tenha ocorrido num relativo curto período de tempo. De fato, atualmente, a indústria offshore representa um dos meios mais avançados, inovadores e lucrativos do setor marítimo.

O interesse pela pesquisa surgiu da preocupação do autor em desvendar qual o método de posicionamento em águas profundas, utilizando-se uma unidade MODU semi-submersível, seria mais viável, considerando-se os fatores econômico e operacional. Nesse sentido está composto por 4 capítulos, da seguinte forma:

O capítulo 1, apresenta uma breve abordagem sobre a indústria offshore, explicando os diferentes tipos de atividade de perfuração e as várias embarcações envolvidas nestas operações.

A abordagem no capítulo 2 está direcionada especificamente para a questão do posicionamento, explicando as duas básicas opções disponíveis: ancoragem e posicionamento dinâmico - DP. Estas duas diferentes abordagens constituem o âmago da questão e o entendimento dos elementos. A avaliação das abordagens trabalha não apenas com o aspecto técnico, mas, também, foca as questões de relevância econômica dos elementos, individualmente, dentro de cada opção.

Dentro do entendimento dos elementos da manutenção da posição na indústria offshore, o capítulo 3 apresenta e explica 2 modelos de custos de unidades Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) que serão utilizados na avaliação econômica.

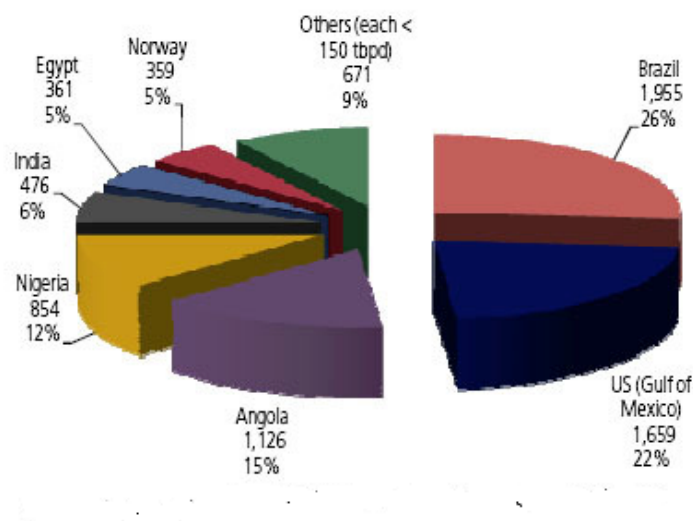
O capítulo 4 faz a análise das variáveis dentro do contexto com as questões operacionais.

E por fim às conclusões, baseadas nos fatos e dados pesquisados.

1 - A INDÚSTRIA OFFSHORE

A indústria offshore tem evoluído tremendamente do seu humilde início há quase 60 anos atrás. Ela representa um elemento vital na infraestrutura de energia global e na demanda prevista de dobrar ou triplicar nos próximos 50 anos. Esta indústria terá um papel essencial no alcance dessas necessidades. De fato, o setor de águas profundas é uma das últimas fronteiras remanescentes, com as empresas de óleo e gás tendo iniciado apenas a exploração de metade das bacias de águas profundas em torno do mundo. Atualmente, o maior investimento em exploração e desenvolvimento dos campos offshore de óleo e gás está sendo feitas em todo mundo em lugares como: Golfo do México, Mar do Caribe, Norte do Canadá, Brasil, Mar Cáspio, Oeste da Austrália, Malásia, Sul do Mar da China, Oeste da África.

Gráfico 1- Produção de óleo e gás em águas profundas: 7.46 milhões barris de óleo no mundo



Fonte: Statoil

É importante salientar que nem tudo na indústria offshore é uma plataforma de produção ou sonda de perfuração. Esta é uma indústria multifacetada que requer um vasto leque de atividades para construir e dar manutenção à massiva e cara infraestrutura. À parte das MODUs utilizadas para perfurar os poços, há outras embarcações realizando muitas outras diferentes funções, que inclui: levantamento sísmico, embarcações supridoras para dar apoio logístico (óleo diesel, víveres,

água, equipamentos, etc), AHTS para manuseio de âncoras e reboque, lançadores de linha para ligar os poços à unidade de produção e/ou às unidades de terra, navios aliviadores, embarcações de manutenção submarina e outras mais aqui não citadas.

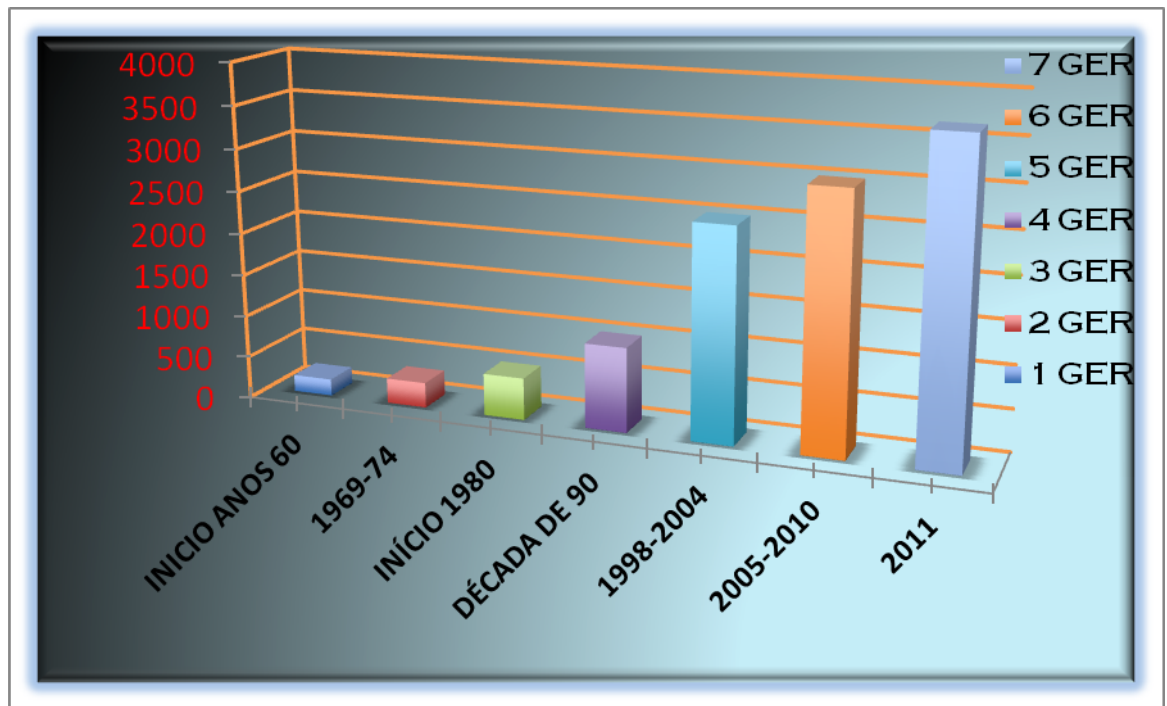
Em todas estas atividades distintas, a indústria é geralmente caracterizada e definida através da lâmina d'água na qual a operação é realizada. Esta definição muda através dos anos conforme os avanços tecnológicos, trazendo uma maior capacitação. Atualmente o limite para a última geração - Sétima [7ª] de unidades MODU é de 3600m de lâmina d'água. Hoje, há aproximadamente 193 unidades MODUs ativas que podem operar em profundidades maiores que 1000m.

As gerações de uma unidade MODU são determinadas pelo ano de construção e capacidade de perfurar em relação à lâmina d'água.



Figura 1 - Diversas profundidades
Fonte: Seadrill Inc.

Gráfico 2 - As gerações de Unidades MODU



Fonte: Autor

1.1 - Exploração & Desenvolvimento

Fundamentalmente há dois passos envolvendo a indústria. O primeiro deles é encontrar óleo & gás e, o segundo, é retirá-lo do solo e torná-lo economicamente viável.

Inicialmente, as técnicas de pesquisa sísmicas são utilizadas para mapear as estruturas geológicas que são mais prováveis de conter uma reserva petrolífera. Uma vez que esta área promissora é identificada, a decisão de se perfurar um poço exploratório é tomada para se verificar a existência de petróleo e obtenção de mais dados, como o tamanho e qualidade do poço. Usando técnica de perfuração direcional, muitos caminhos laterais podem ser feitos num único poço com a intenção de explorar várias partes de uma formação geológica. Um poço exploratório, primariamente, tem como propósito a coleta de dados, porém pode ser perfurado de tal forma que pode permitir uma reentrada e usado para fluir o poço se ele provar capacidade de retorno produtivo.

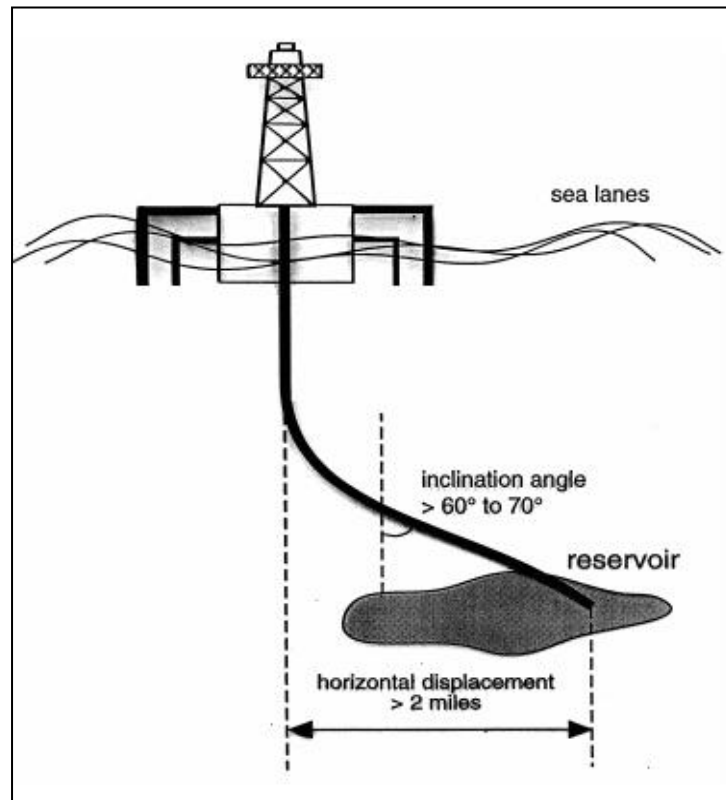


Figura 2: Perfuração direcional
Fonte Petralion.blogspot

Uma vez que o reservatório tem sido testado e seu tamanho e qualidade demonstrando ser economicamente viáveis para produção, a decisão é tomada para se iniciar a fase de desenvolvimento do reservatório.

Mesmo após o poço ter sido completado, ele ainda não está conectado a coisa alguma e, por consequência, não está ativo. A fase final de desenvolvimento envolve a instalação da nova unidade facilitadora de produção - FPSO, conforme figura 4, para o poço ser conectado ou a conexão do poço a uma unidade já existente.

Enquanto a instalação do duto e unidade de produção não tem relação com a unidade MODU, completar poço, instalar árvores (equipamento mecânico instalado na cabeça do poço), submarinas e manifolds têm (Figura 4). A decisão na seleção de tipo de unidade MODU a ser utilizada e se DP ou ancorada num poço específico é muito afetado pelo tipo de operação a ser conduzida. Tipicamente, as semi-submersíveis têm sido mais utilizadas para perfuração de desenvolvimento.

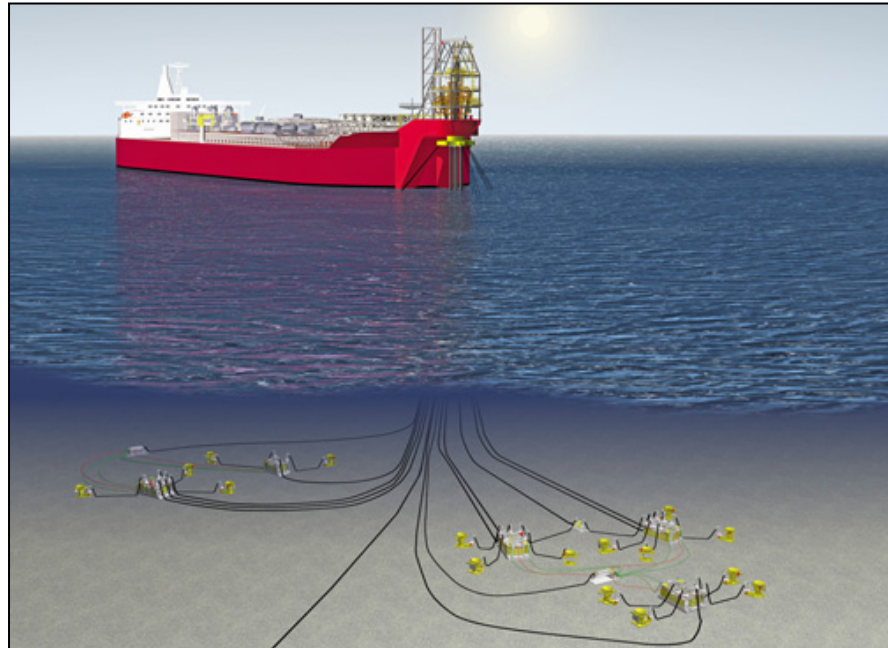


Figura 3 - FPSO, unidade de produção e armazenagem
Fonte: Modec

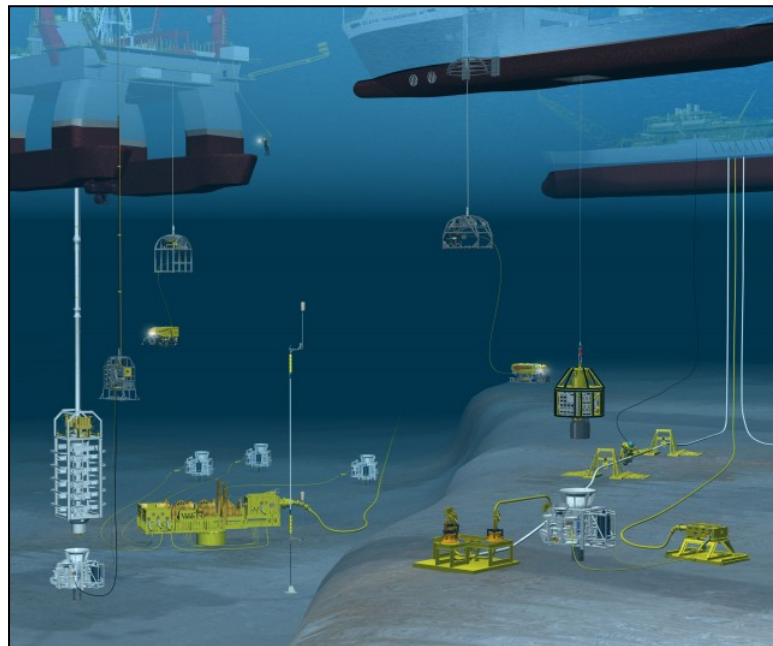


Figura 4 - Estruturas submarinas
Fonte: Oceaneering

1.2 - Semi-submersíveis

Uma semi-submersível é uma embarcação marítima de construção especial que submerge parcialmente, com boas características de estabilidade e navegabilidade, comumente utilizada nas operações offshore de perfuração, produção de óleo, guindastes de içamento pesado.

Os termos semi-submersível, semisub ou apenas semi, são geralmente utilizados para este tipo de embarcação.

Na área de perfuração a origem da Semi é amplamente atribuída à outra classe anterior de MODU chamada submersível. Era uma plataforma de aparência uniforme com colunas utilizadas em água de profundidade de até 25m, na qual era lastreada, ou seja, inundada com água e posta para repousar sobre o fundo. Para mover-se a uma nova locação, era deslastrada para poder flutuar. No ano de 1961, a Shell Oil Company tornou-se pioneira a operar uma Semi com a “Blue Water Rig No.1”, como sendo uma unidade com notáveis características de estabilidade, parcialmente submersa, permitindo o trabalho em maiores profundidades.

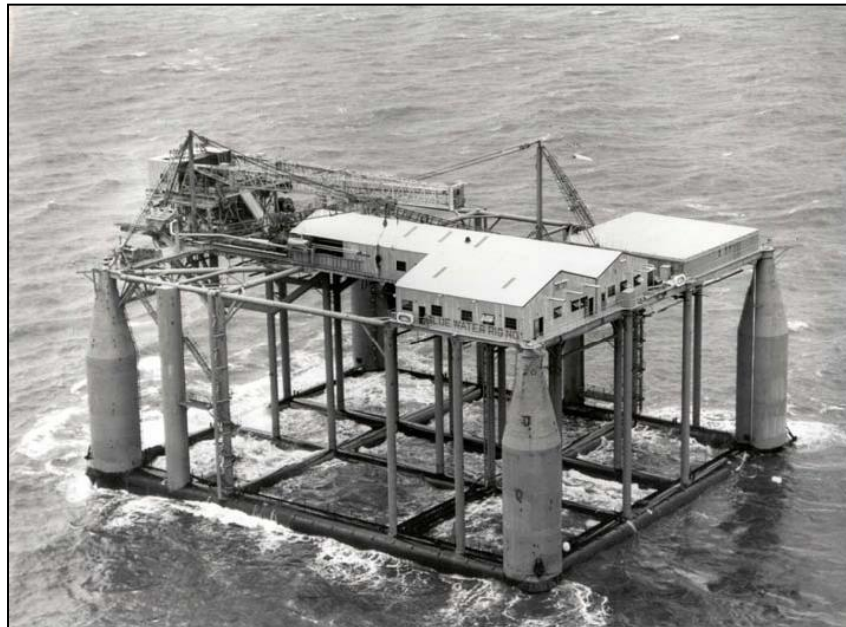


Figura 5 - Blue Water Rig No.1

Fonte: Wikipedia

Atualmente, as Semi-submersíveis consistem de dois cascos em forma de pontões, (comumente chamados de “submarinos”), com braços transversais e colunas subindo dos cascos até o convés de uma estrutura em forma de caixa onde ficam as acomodações e equipamentos de perfuração ou algum outro tipo de carga.

Há muitas variações, com algumas versões antigas de formato triangular ou mesmo pentagonal.



Figura 6 - Semi DP Sedco 707 Transocean Inc.

Em termos de posicionamento, inicialmente, as Semis eram ancoradas ao fundo com sistema convencional de amarras e âncoras, mais tarde, evoluindo para amarra/cabo-de-aço combinados, de acordo com o crescimento da profundidade. Sistemas de ancoragem são variáveis pelo formato, variando do mínimo de quatro até o máximo de doze pernas, tornando-se o de 8 pernas o mais encontrado nos dias de hoje. Algumas poucas Semis possuem um sistema limitado de posicionamento dinâmico, apenas utilizado para facilitar nas fainas de ancoragem. Precisando, ainda assim, ser rebocada entre os poços por possantes rebocadores ou embarcações “*Anchor Handling Tug Supply*” - AHTS. Geralmente, a faina de reboque demanda tempo, com velocidades baixas, tipicamente 2-4 nós (4-8 Km/h), dependendo ainda das condições ambientais. As Semis sofrem com baixas velocidades de trânsito e capacidade leve de carregamento, aumentando os custos de mobilização e limitando as operações em áreas onde um extenso suporte

logístico está disponível ou pode ser organizado. Para um deslocamento maior entre regiões, uma Semi pode ser transportada sob uma embarcação de carga-pesada (*heavy lift*).



Figura 7 - Navio de transporte de carga-pesada "Willift Falcon"
Fonte: Shipspotting.com

Algumas das mais recentes Semis DP são, contudo, capazes de relativamente se deslocar a grandes velocidades em torno de 9-10 nós. Esta é uma consideração significativa a ser feita quando selecionando recursos, pois impacta diretamente os custos de mobilização/desmobilização da unidade.

Há muitos elementos marcantes na capacidade de desempenho de uma Semi, mas certamente a capacidade de operar em grandes lâminas d'água é bastante significativa, e amplamente determina como os outros componentes de uma Semi são configurados.

Semi-submersíveis, hoje, são as colunas dorsais da frota mundial de MODU, servindo no setor de águas profundas. Elas podem ser encontradas operando em todas as regiões do globo, inclusive no Ártico. Elas trabalham numa escala ampla de profundidade das águas rasas, como 150m até águas ultra profundas de 3600 m de profundidade.

1.3 - Navios-Sonda

Navios-sonda são a outra única categoria de MODU, juntamente com semi-submersíveis que podem operar no mercado de águas profundas. Eles são embarcações de casco único, mais familiar com a forma de um navio mercante onde está instalado o equipamento de perfuração.

O primeiro navio-sonda com moonpool (uma abertura no centro da embarcação através da qual as operações de perfuração são realizadas) capaz de perfurar poços de petróleo apareceu em 1956, chamado de CUSS I do grupo CUSS, uma parceria entre as empresas: Continental Oil Co.(Conoco), Union Oil (Unocal), The Superior Oil Co.(ExxonMobil) e Shell Oil Co. Criada para explorar a tecnologia para perfuração offshore.

Em 1957, o navio convertido, remanescente da segunda grande guerra - CUSS 1 foi ancorado numa profundidade de 106 metros e começou os testes numa inovadora estrutura metálica em forma de gaiola guiada por cabos-de-aço até a cabeça-do-poço, o método que formaria a base técnica para perfuração em águas profundas no século seguinte. Em 1961, a embarcação foi implementada com quatro propulsores manobráveis controlados por um sistema primitivo, sendo a faísca uma das primeiras tentativas do posicionamento dinâmico para se manter a posição. O sistema no CUSS 1, de controle manual, foi ajustado com sistema hidro acústico para posicionamento referencial, utilizando marcação e distância sonora das balizas arriadas no fundo-do-mar. Utilizando dessas modificações, o CUSS 1 foi capaz de perfurar uma série de poços experimentais num profundidade de até mil metros, enquanto mantinha a posição num raio aceitável de quase 180 m em torno do poço.

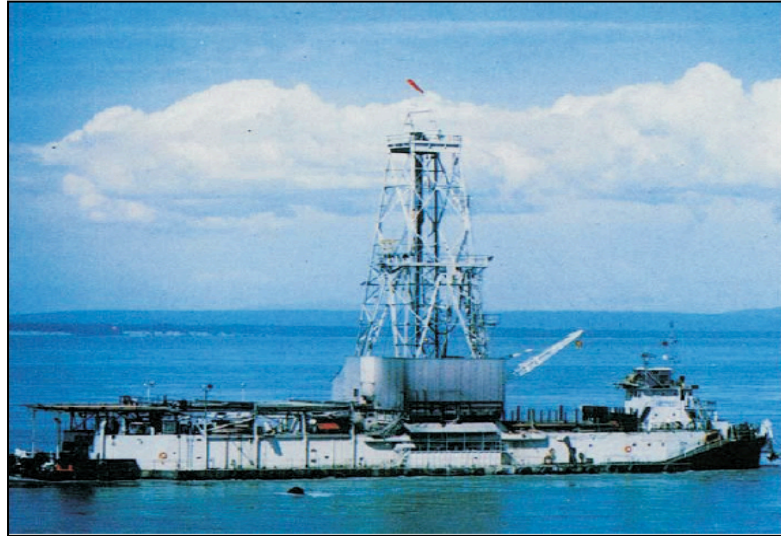


Figura 8 - Navio Cuss 1
Fonte: Wikipedia

Posteriormente, no mesmo ano, a Shell lançou uma pequena embarcação de perfuração de coleta de amostra chamada “Eureka”, na qual uma embarcação de muito melhor navegabilidade que o CUSS 1 e teve o primeiro controle de posicionamento dinâmico totalmente automatizado. O Eureka surpreendentemente provou com sucesso a capacidade de perfurar em lâmina d’água maior que 1200 m, fazendo 9 poços em 1 único dia, mesmo em condições adversas de condições ambientais.



Figura 9. Navio “Eureka”.
Fonte: Wikipedia.

Através dos anos, outros navios-sonda apareceram, mas foi em 1971 com a “Sedco 445” que surgiu o primeiro navio com posicionamento dinâmico construído com o propósito de exploração. A primeira sonda DP a usar o sistema de riser (Conductor flutuante que provém uma temporária extensão do poço até a superfície da unidade de perfuração) e o Blow-out Preventer (BOP), “Prevenção de Erupção”: Equipamento constituído de um conjunto de válvulas com a finalidade de selar, controlar e monitorar a passagem de óleo e gás de um poço. Ambos utilizados no controle de poço, para perfuração de poços de petróleo.



Figura 10 - BOP



Figura 11 - Marine Risers
Fonte: West Engineering

Ele, também, foi provido com guinchos de âncoras na proa e popa, caso necessitasse ser convencionalmente ancorado.



Figura 12 -. Navio-Sonda Sedco 445 - “Deepwater Navigator”. Transocean Inc

1.4 - Mercado MODU

Na indústria offshore, as empresas de perfuração negociam seus serviços com as companhias de exploração e produção através de um contrato por diária (day rate) ou empreitada (*turnkey contract*), sem a intervenção do contratante, onde o contratado desenvolve todo o projeto desde o início até um ponto pré-determinado.

A maioria dos contratos é dos chamados “contratos por diária”. Este é tão somente um acordo negociado para uma específica unidade durante um período definido de tempo, durante o qual se estipula níveis de desempenho, traduzidos através de um aluguel por dia chamado de “diária”. Os contratos, claramente, definem os padrões de desempenho que devem ser cumpridos a fim de se evitar penalidades na forma de “down-time” ou redução no valor da diária. Também, é comum certa quantidade de “down-time” a ser permitida no contrato, normalmente, 24 horas por mês. Estas horas são costumeiramente utilizadas para manutenção preventiva de equipamentos essenciais da unidade. Enquanto qualquer coisa pode ser negociada, itens de custo operacional, como: combustível, suporte logístico e

custo de amarração são na responsabilidade do contratante. No setor de águas profundas, geralmente as unidades são garantidas através de um contrato de longo prazo garantido por muitos anos, com opções de extensão; contudo, isto é largamente regido pelas condições de mercado.

1.4.1 - Demanda

O Mercado MODU no ano de 2011 mostrou-se mais estável (70% da frota) em comparação com a forte demanda mundial, no ano de 2006, quando houve uma utilização das unidades disponíveis, virtualmente a 100% em toda região geográfica, para todo tipo de unidade. Neste mesmo ano, houve uma quebra de recordes nas diárias com o aumento crescente das expectativas de consumo. As principais empresas petrolíferas e de perfuração registraram lucros recordes.

No último ano, o número disponível para a frota global de MODU foi de 794, um aumento líquido de 49 unidades ou 7% . A frota mundial está amplamente distribuída, com os EUA e Canadá na liderança, seguidos de perto pela América Latina, Oriente médio e Sudeste asiático (Gráfico 3).

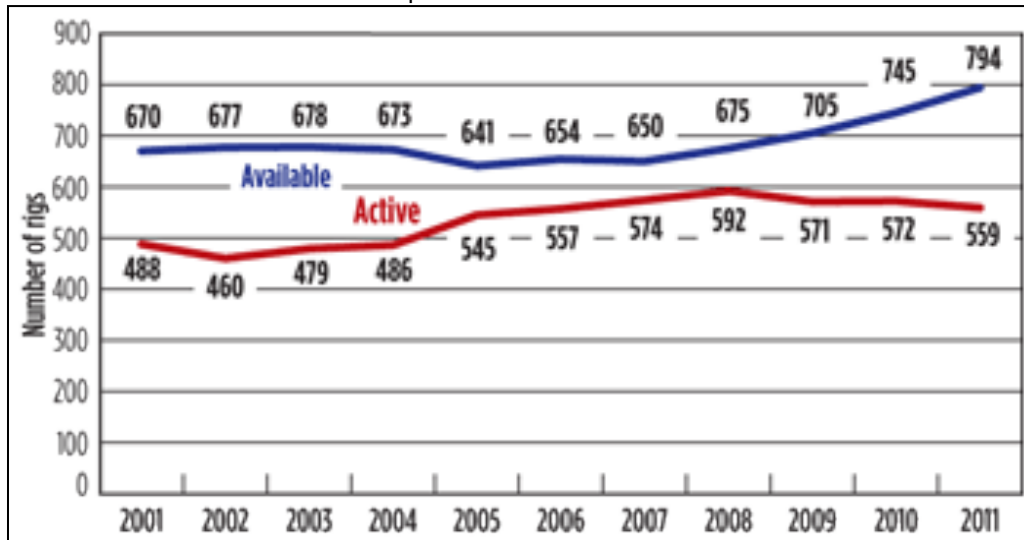
O crescimento na frota mundial continua imbatível, sobretudo devido aos programas de construção em andamento muitos anos atrás. Outras 47 novas sondas foram adicionadas à frota mundial no último ano, seguindo-se a 40 unidades no último censo. Esta é a maior quantidade de novas unidades em 1 ano desde que se iniciou o rastreamento da frota em 2006. Em adição às novas unidades, 09 inativas foram reativadas neste ano. ODS-Petrodata, que auxilia na coleta dos dados do censo, reporta que outras 55 unidades estariam previstas para entrega mundial até o final de 2012.

Quadro 1 - Mudanças na frota global MODU (Und) período 2001-2011

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Previous year's fleet	745	705	675	650	654	641	673	678	677	670	n/a
Reductions to fleet											
Removed from service	-7	-2	-11	-7	-26	-10	-42	-15	-2	-2	n/a
Destroyed	0	-4	-3	0	0	-6	-3	-1	-3	0	n/a
Subtotal deletions	-7	-6	-14	-7	-26	-16	-45	-16	-5	-2	n/a
Additions to fleet											
Newly manufactured	47	40	43	28	11	9	4	9	5	8	n/a
Brought back into service	9	6	1	4	11	20	8	1	1	1	n/a
Assembled from parts	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	n/a
Subtotal additions	56	46	44	32	22	29	13	11	6	9	n/a
Net change	49	40	30	25	-4	13	-32	-5	1	7	n/a
Total available rigs	794	745	705	675	650	654	641	673	678	677	670
Total active rigs	559	572	571	592	574	557	545	486	479	460	488
Utilization	70%	77%	81%	88%	88%	85%	85%	72%	71%	68%	73%

Fonte: Worldoil.com

Gráfico 3 - MODUs disponíveis versus ativas. Período 2001-2011

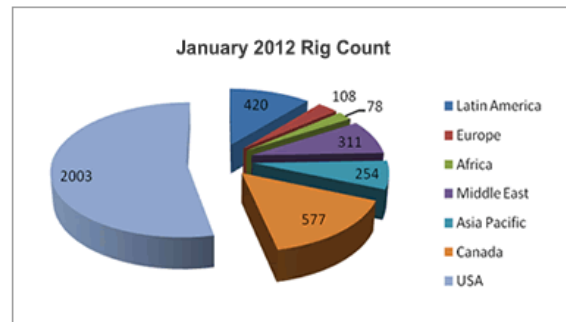
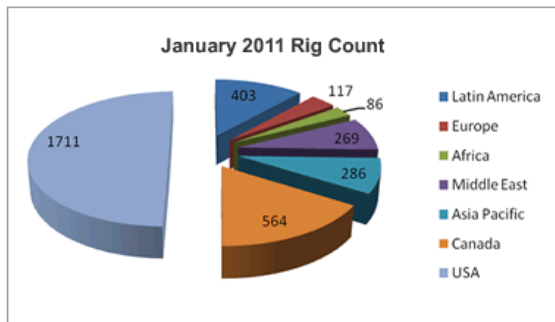


Fonte: worldoil.com

Quadro 2 - Distribuição global da frota por região, período Jan 2011 / Jan 2012

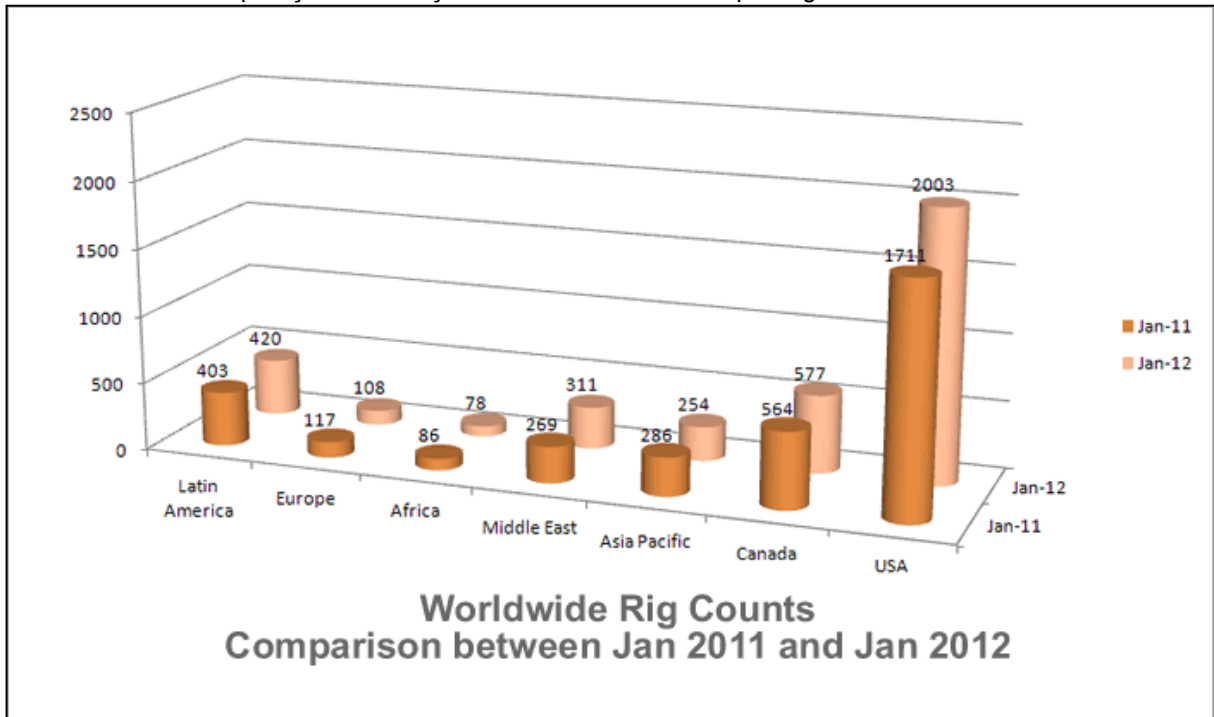
Worldwide Rig Count								
	Latin America	Europe	Africa	Middle East	Asia Pacific	Canada	USA	Total
Jan 2011	403	117	86	263	286	564	1711	3436
Jan 2012	420	108	78	311	254	577	2003	3751

Worldwide Rig Count								
	Latin America	Europe	Africa	Middle East	Asia Pacific	Canada	USA	Total
Dec 2011	438	112	79	304	247	429	2003	3612
Jan 2012	420	108	78	311	254	577	2003	3751



Fonte Baker Hughes

Gráfico 3. Comparação Distribuição Global da frota MODU por região entre Jan 2011/ Jan 2012



Fonte Baker Hughes

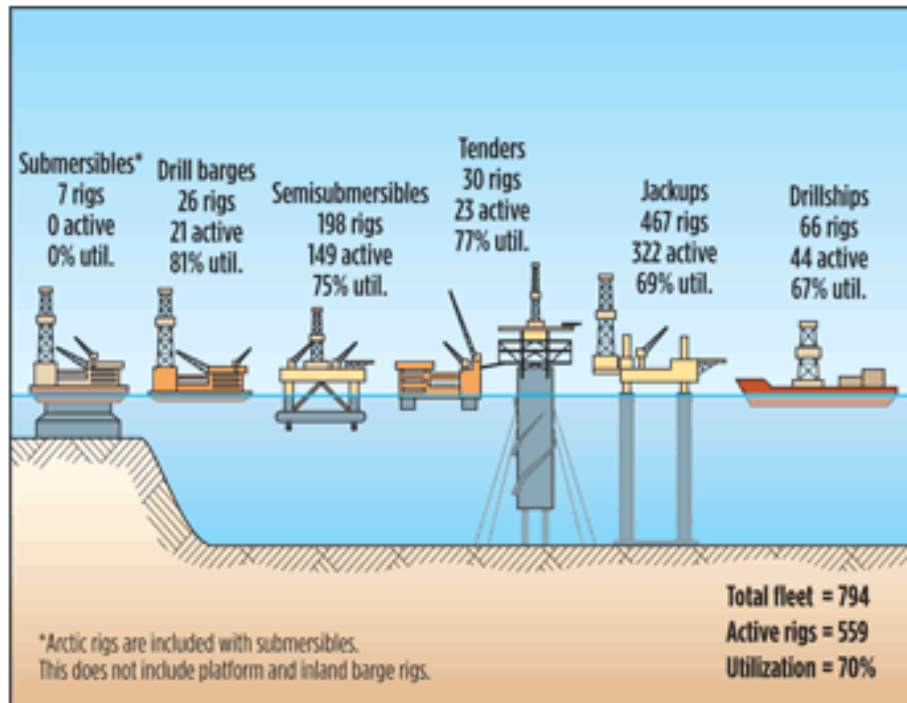


Figura 13. Panorama da frota global MODU em 2011.

Fonte worldoil.com

2 - MANTENDO A POSIÇÃO

O surgimento das unidades de perfuração flutuantes trouxeram junto à necessidade de manutenção do posicionamento, em outros termos, a habilidade para se manter segura e confiavelmente a capacidade de posicionamento sobre a cabeça-do-poço o tempo quanto for necessário para se completar o projeto. De fato, a necessidade de se manter a habilidade, de manter a posição é experimentada através da indústria em todas as formas de sua aplicação, desde o lançamento de linha até os supridores das sondas offshore e instalações.

Fundamentalmente, há duas maneiras de se manter a posição. O primeiro método no qual tem sido conhecido por séculos é fisicamente prendendo a embarcação ao fundo do mar, ancorando na definição náutica. Isto é relativamente simples e seguro, um método passivo, porém apresenta sérios desafios com o aumento da lâmina d'água.

O Segundo método no qual surgiu como uma direta consequência do esforço de manter as primeiras sondas nas locações, em águas profundas, é chamado de posicionamento dinâmico ou simplesmente DP (Dynamic Positioning). O posicionamento dinâmico conforme a palavra indica é um método ativo que utiliza a propulsão da própria embarcação para manter a posição e aproamento desejados, não sendo afetado pela lâmina d'água, em relação ao posicionamento.

Enquanto o sistema convencional de amarração utiliza cabo-de-aço e amarra próximo as barreiras dos seus limites em termos de profundidade, o mercado de águas profundas continuava a crescer, o caminho para águas profundas parecia exclusivamente no domínio do posicionamento dinâmico. Contudo, com o avanço tecnológico em materiais sintéticos leves tem permitido soluções de amarração emergir em profundidades nunca antes imaginadas. Este fato traz um novo fôlego ao debate entre o DP e a Ancoragem no qual já existe na indústria offshore por décadas.

2.1 - Sistemas de ancoragem

O sistema de ancoragem na sua forma mais simples nada mais é que um dispositivo realizando a função de unir um ponto de ancoragem a uma linha, conectando-o até a embarcação, mantendo-a na posição desejada. O sistema de ancoragem para indústria offshore tem muito evoluído desde sua origem e através das inovações nos seu desenho e materiais. Estas evoluções estão agora empurrando estas inimagináveis fronteiras para mais longe.

Hoje, há uma grande variedade de soluções, motivada pela vasta e diversa necessidade operacional do crescente setor de águas profundas. Enquanto a inovação tem sido um elemento chave para o sucesso, a indústria é conservadora em abraçar mudanças radicais em relação à tecnologia. A promessa de pequena economia nos custos não é geralmente suficiente para mudar de uma técnica já provada e testada, especialmente quando as consequências de uma falha podem causar um imenso impacto financeiro, na segurança e meio ambiente.

2.1.1 - Ancoragem convencional

A ancoragem convencional na indústria offshore tem pouca ou nenhuma semelhança com a navegação comercial. Enquanto a ancoragem em 180 metros de lâmina d'água é considerada extremamente rasa para os padrões da indústria offshore, muitas embarcações mercantes nunca precisaram fundear mais que 45 metros, levando apenas o suficiente de amarra para tal fim. Esta distinção está sendo feita porque o que é considerado ancoragem convencional na indústria offshore está muito além do restante do mundo marítimo.

Os primeiros flutuadores ancorados, utilizavam amarras e simples âncoras ou poitas para manter a posição. É vital se estabilizar a posição da embarcação dentro de um raio restrito. Para isto ser alcançado um sistema de âncoras é necessário em volta do flutuador. Com a Semi, o esquema que é mais comum atualmente, são dois guinchos em cada canto.

Como as operações se moveram em direção a águas mais profundas, mais amarra foi sendo adicionada e o sistema se tornou mais pesado, e de fato, para o flutuador teve um efeito negativo para a capacidade de carga da embarcação.

Muitas semis antigas foram extensivamente atualizadas com guinchos de âncora de maior capacidade, âncoras maiores e meios adicionais de flutuação, comumente referidos como “calos”. Algumas sondas possuem instalado seu próprio sistema de cabo-de-aço, enquanto outras menores necessitam que os cabos sejam instalados por embarcações de manuseio-de-âncoras (AHTS). Num todo, o efeito da introdução de cabos-de-aço no sistema de ancoragem tem sido marcante. Uma MODU que foi projetada para operar em lâmina d’água menor que 300m, poderia agora perfurar em quase 800m.

Indo além dos 1500m, os cabos e amarras começaram a apresentar muitos desafios, muitos dos quais aliviaram o peso do sistema de ancoragem. Este fato causou a redução da capacidade de carregamento e o aumento no tamanho da unidade. A força de restabelecimento das forças do sistema não era adequada para prover um círculo restrito sobre a cabeça-de-poço e começou a apresentar problemas, também, para as operações de perfuração. Além disso, o manuseio do sistema com este tipo de peso tornou-se perigoso, não apenas para o equipamento que é colocado nos seus limites, mas, da mesma forma, para a tripulação que era potencialmente exposta a acidentes fatais se alguma coisa falhasse ou desse errado. Esta é uma das principais preocupações numa indústria onde a segurança e a proteção meio ambiente são levadas muito a sério.

2.1.2 - Amarração Taut (Esticada) & Amarração com Catenária.

O preceito fundamental de ancoragem usado em sistemas flutuantes origina-se no princípio complacente. Essa configuração suporta esforços de carregamentos ambientais, oferecendo resistência através da deformação elástica dos seus componentes que apresentam como consequência a ativação de forças de reação. Esse mecanismo funciona como molas, onde o deslocamento do meio flutuante induzido pelas cargas ambientais, desde uma posição neutra, em equilíbrio, é restabelecida ao ponto de origem pelas forças de reação que se opõem ao

carregamento aplicado, restaurando o equilíbrio.

As forças restauradoras decorrentes do efeito mola das linhas de ancoragem resultam de dois mecanismos: o “efeito da catenária suspensa” – devido à força de gravidade que age verticalmente em cada linha de ancoragem; e o “efeito elástico”, que deriva do aumento na extensão do comprimento da linha causado pelo alongamento da mesma, instigado pelo carregamento axial. Desta forma, sistemas de ancoragem são qualificados em função desses mecanismos: configuração catenária e configuração esticada (*taut-leg*).

Determina-se a configuração catenária por formulações padrões que relacionam os seguintes parâmetros: peso submerso da linha suspensa, carga horizontal de ancoragem, tensão e ângulo de saída da linha no fairlead (guiador-de-cabo).

A complacência do sistema para permitir movimentos induzidos pelas ondas é assegurada pela combinação de alterações geométricas e elasticidade axial das linhas. As grandes mudanças geométricas em configuração catenária fazem esse sistema sujeitar-se a efeitos dinâmicos significativos devido à cargas de arraste transversais. O arranjo das linhas de ancoragem nos sistemas de configuração catenária é geralmente composto por cabos de aço e segmentos de amarras.

Cabe ressaltar que, para se obter as configurações desejadas, muitas vezes, se faz necessário o uso de boias e pesos concentrados, distribuídos em pontos pré-determinados da configuração. Cada um destes sistemas pode empregar diferentes tipos de elementos de fundação para servir como ponto fixo de ancoragem. Quando as linhas de ancoragem apresentam-se sob a configuração de catenária livre, elas transmitem ao sistema de fundação, basicamente, cargas horizontais. Isso é um ponto decisivo, pois flexibiliza a escolha do tipo apropriado de elemento de fundação, o qual deve ser capaz de suportar esforços laterais.

Nesses casos, porém, o raio de ancoragem requerido é, de aproximadamente, três vezes a profundidade da lâmina d'água local, criando, em águas profundas, grandes dificuldades na aplicação da configuração catenária, causadas pelo aumento do peso das linhas de ancoragem, e também, por problemas de instalação quando em locais congestionados, locações com várias plataformas e/ou instalações submersas muito próximas, que podem interferir no

posicionamento das mesmas. A configuração em taut minimiza as inconveniências mencionadas do sistema catenária, e foi criada durante o movimento exploratório decorrente da busca por petróleo em águas profundas e ultra profundas.

2.1.2.1 - Ancoragem em catenária

Ancoragem em catenária é um procedimento convencional utilizado para amarração de unidades flutuantes, com a prerrogativa de permitir maiores passeios do meio flutuante sem a necessidade do uso de âncoras com alto poder de penetração e garra. Isto é uma vantagem econômica, e decorre do fato deste tipo de fundeio possuir um raio de ancoragem muito grande, além de elevada fricção do trecho de linha arrastando-se pelo fundo (gerando atrito) que já absorve parte dos esforços requeridos pelo carregamento ambiental, sem chegar a solicitar a reação das âncoras, considerando-se as condições normais de operação. A principal desvantagem do uso de ancoragem em catenária é a interferência com equipamentos submarinos existentes na locação ou mesmo aquelas proporcionadas por congestionamentos quando nas proximidades de unidades ou instalações vizinhas que poderão sofrer danos causados pelas linhas de ancoragem, durante as operações de posicionamento junto a essas instalações.

2.1.2.2 - Ancoragem esticada (Taut-Leg)

É um tipo de fundeio que tem o propósito de contornar as desvantagens da ancoragem em catenária. Neste tipo de ancoragem, a linha se encontra mais retesada, com um ângulo de topo em torno de 40° a 45° com a vertical, tendo assim uma projeção horizontal bem menor, configurando um menor comprimento da linha de ancoragem, proporcionando uma maior rigidez ao sistema, diminuindo o passeio da embarcação e limitando os offsets (desvios de posição prefixada). Neste caso, as âncoras a serem utilizadas precisam resistir a altas cargas verticais.

Na configuração taut-leg, as linhas de ancoragem são conectadas a pontos de fixação no solo oceânico, de forma que o raio de ancoragem torna-se praticamente igual ao da lâmina d'água, e, portanto, muito menor que o das

configurações em catenária. Assumem inclinações de cerca de 40° a 45° , podendo, ainda, ter implementado o uso de materiais sintéticos avançados como fibras de poliéster - o que reduz consideravelmente o peso do sistema de ancoragem. Como consequência desses grandes ângulos de inclinação, as ancoragens feitas através do sistema taut transmitem grandes carregamentos verticais à fundação, de tal forma que o projeto é governado pela capacidade de resistência à carga de arranchamento na direção axial, diferentemente do caso da catenária, em que a capacidade de carga lateral prevalece. Portanto, deve ser bastante acurada a seleção nos tipos de elementos de fundação, capacitando-os a resistirem aos componentes verticais das cargas transmitidas.³

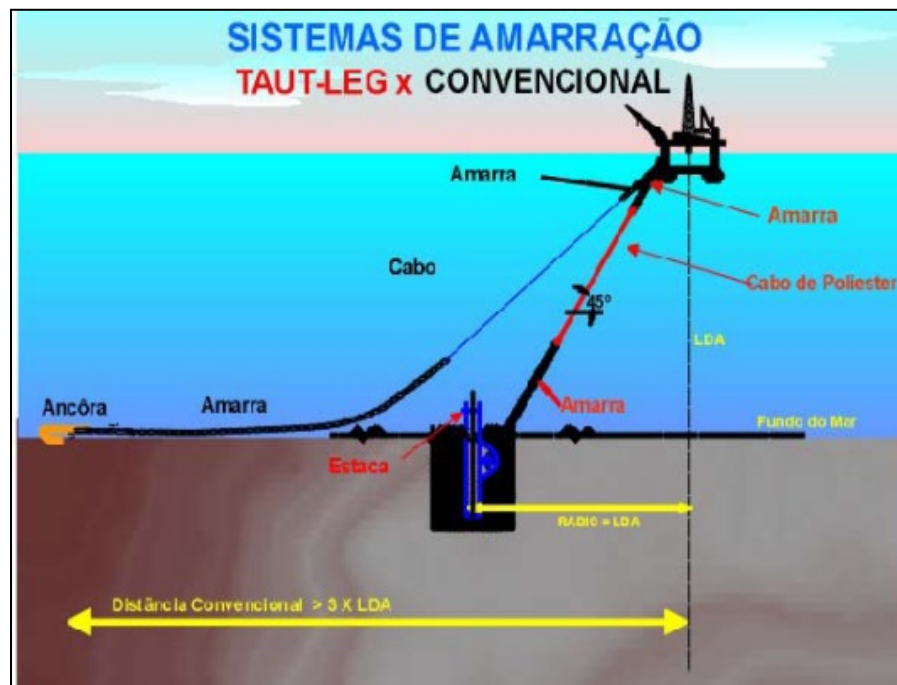


Figura 14 - Sistema de ancoragem

2.1.3 - Âncoras

É notório que a âncora é um componente chave para qualquer sistema de ancoragem. Num sistema de catenária tradicional as linhas de amarração encostam-se ao fundo do mar bem antes de alcançar o ponto de ancoragem, causando apenas uma carga horizontal na própria âncora. Isto é, exatamente, o que a maioria das

³ MEDEIROS, Antonio Roberto de. Sistemas de ancoragem e fundação offshore. Rio de Janeiro, 2009. Trabalho (Mestrado em Eng.Civil) – COPPE/UFRJ.

âncoras é projetadas para fazer, enquanto aplicando uma carga vertical, tipicamente, desunha ou desloca a âncora, então pode ser recolhida.

No sistema amarração esticada (taut), a linha de amarração alcança diretamente o ponto de ancoragem num ângulo, deste modo uma classe diferente de âncora é necessária, uma que possa resistir a cargas horizontais e verticais. Além disso, estas âncoras precisam de meios especializados para serem desunhadas, se elas precisarem ser recolhidas. O desenvolvimento do sistema de amarração taut, assim como a inovação do padrão do sistema pré-instalado tem dado surgimento a novas tecnologias de âncora.

2.1.3.1 - Âncora convencional de encaixe

Este tipo de âncora ainda é o mais comum. É encontrado nas MODUs que carregam seus próprios dispositivos e materiais de amarração com o sistema convencional de catenária. A âncora, como o tipo Stevpris, é projetada para penetrar próximo a superfície do solo marinho e gerar seu poder de garra no solo avante da âncora. Elas são capazes de suportar grandes esforços horizontais, mas não esforços verticais. O tamanho e peso em média desse tipo de âncora é de 6mx7m e 12t-15t.



Figura 15. Âncora Stevpris. Fonte: Intermoor.

A instalação de uma âncora de encaixe requer pelo menos 1 AHTS para buscar ou recolher a âncora da posição requerida.

2.1.3.2 - Âncora de carga vertical (VLA)

A âncora de carga vertical é um tipo particular da âncora de encaixe na qual é projetada para enterrar por si só, profunda e completamente no leito marinho. Em termos de tamanho, este tipo de âncora produz aproximadamente 25 vezes seu próprio peso em força de garra. A âncora VLA é ideal para o sistema taut leg. Ela pode receber cargas de qualquer direção. Um dos tipos mais comuns utilizados no Brasil é a âncora Vryhof Stevmanta.



Figura 16. Âncora VLA. Fonte: University of Strathclyde

2.1.3.3 - Âncora de encaixe de sucção (SEPLA)

Âncora introduzida pela TECHNIP offshore. É uma inovação que provém de duas tecnologias numa só solução de ancoragem de custo efetivo. A sepla é mais eficiente que uma âncora de sucção, oferecendo mais poder de garra e de custo muito mais baixo. Tem sido largamente empregada na indústria offshore.

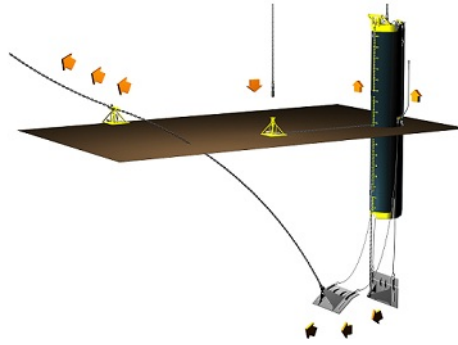


Figura 17. Âncora do tipo SEPLA. Fonte: Inter Moor.

2.1.4 - Amarração Pré-Instalada (PIM)

Ancoragem pré-instalada é o termo geralmente dado ao conceito operacional que tem as âncoras e amarras instaladas na futura locação e já prontas para posteriormente serem utilizadas por uma MODU. Este conceito foi largamente empregado na instalação de FPSOs, nos quais possuem sistema de amarração permanente antes de sua chegada a locação. Uma oportunidade para economia de custos foi da mesma forma vista na utilização do conceito para ancoragem temporária, especialmente quando se movendo para águas mais profundas.

MODUs e, em particular, Semis, são muito sensíveis a condições de carregamento, sendo mais crítico, em calado de trânsito. Sendo assim, sua capacidade de carregamento é limitado pelos equipamentos operacionais e fluídos de perfuração. Isto se torna mais agravante nas 2ª e 3ª gerações de SEMI quando se movendo para águas de maior lâmina d'água. O sistema de amarração pré-instalado pode ajudar a muitas dessas questões operacionais, como por exemplo: conexões mais rápidas do sistema de amarração com a unidade MODU, em questão de horas e não dias, com menos assistência das embarcações AHTS e notável redução na quantidade de material de ancoragem a ser transportado pela unidade.

Quando se contemplar o uso do sistema de ancoragem pré-instalado, o custo de um sistema de ancoragem adicional deve ser cuidadosamente analisado contra o número de movimentações projetadas no programa de perfuração, a economia de tempo operacional durante cada movimentação, a economia da diária utilizando uma MODU mais barata e potencialmente um AHTS, também, mais em conta.

Atualmente, o sistema de amarração pré-instalado é utilizado pela indústria, particularmente em águas profundas e, especialmente, quando trabalhando com fibras sintéticas.

2.1.5 - Fibras sintéticas

Com o propósito de reduzir custos e aumentar o desempenho, no início da década de 80, a indústria offshore iniciou a pesquisa por alternativas às pesadas amarras e cabo-de-aço. Os cabos de fibra sintética foram vislumbrados como uma alternativa de peso leve e sem os problemas de corrosão do aço.

A busca por fibra sintética para aplicação offshore começou entre fibras de qualidade superior com alta robustez e baixo peso. Estes produtos, incluíam: Kevlar, aramida, spectra (polietileno de alto desempenho). Posteriormente, as fibras sintéticas mais conhecidas no mercado como o poliéster e o nylon foram consideradas.

Contudo, muitos fatores contribuíram na efetiva redução de custos, então, por final, devido às propriedades do poliéster padrão ele foi considerado a melhor fibra para estes estudos. Hoje em dia, o poliéster se tornou a fibra sintética mais comum para as aplicações *offshore*. Ele é quase sete vezes mais leve que o cabo-de-aço e apresenta a mesma resistência.

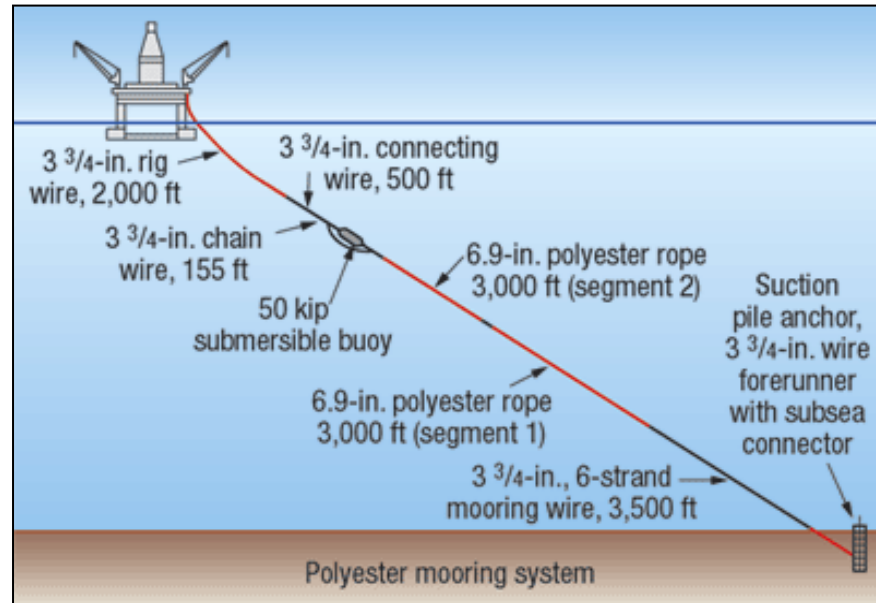


Figura 18 - Amarração com cabo de poliéster
Fonte: Wikipedia

Enquanto o poliéster é largamente utilizado de um modo geral na indústria, há outra fibra de alto desempenho que ganha destaque para uso temporário: o High Modulus Polyethylene (HMPE) utilizado para aplicação offshore, conhecido com o nome de Dyneema, produzido pela empresa holandesa Royal DSM. As fibras de dyneema pesam 15% dos cabos-de-aço e ocupam metade do espaço requerido pelos cabos de poliéster, e possuem quase flutuabilidade neutra, porém, são bem mais caros.

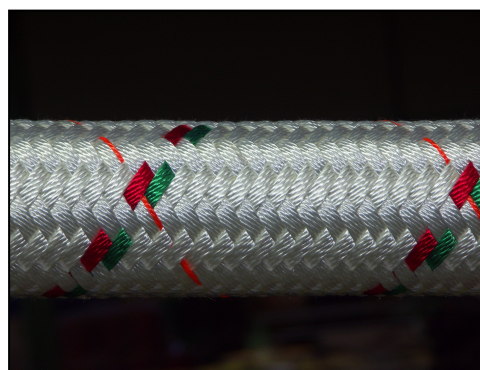
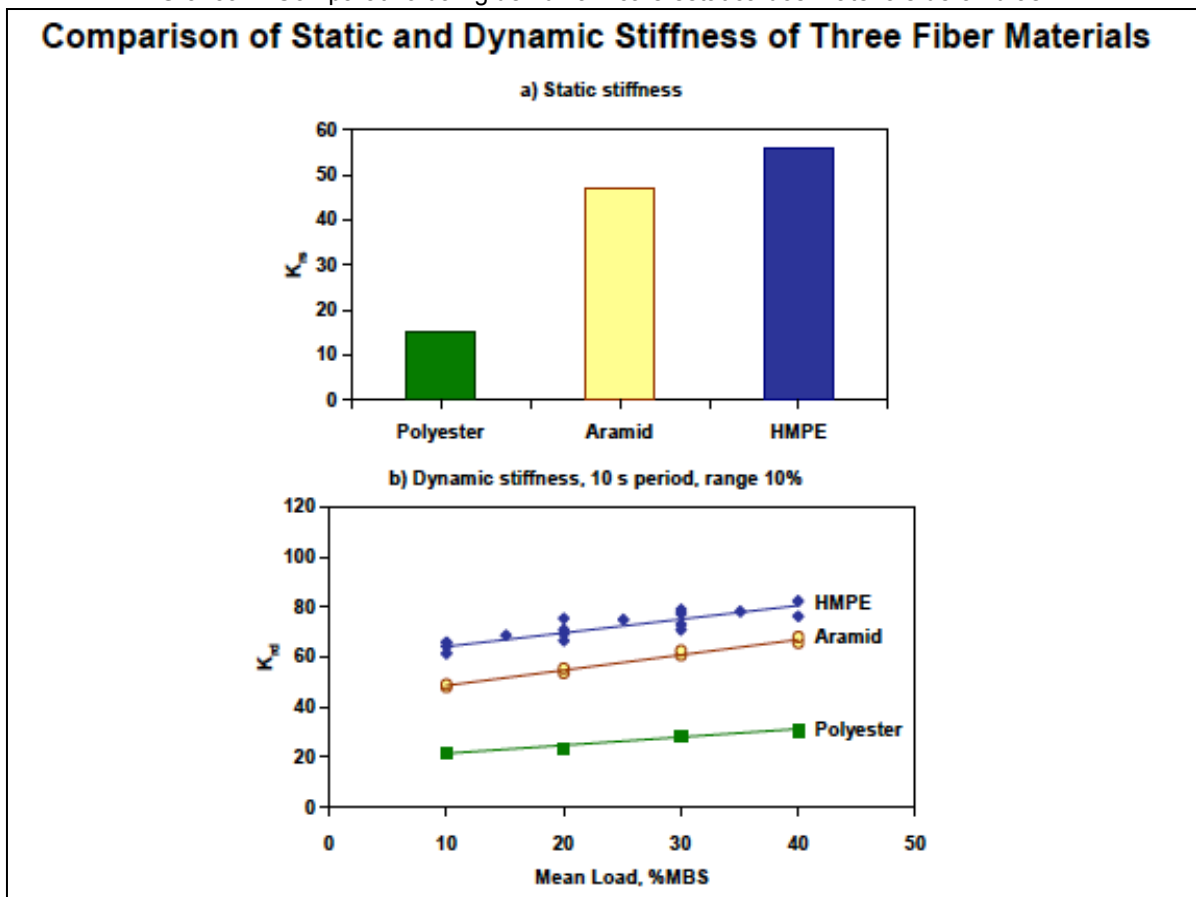


Figura 19. Cabo de Dyneema
Fonte: Dyneema



Figura 20 - Cabo de poliéster
Fonte: Globaltextiles.com

Gráfico 4. Comparativo da rigidez dinâmica e estática dos materiais de 3 fibras.

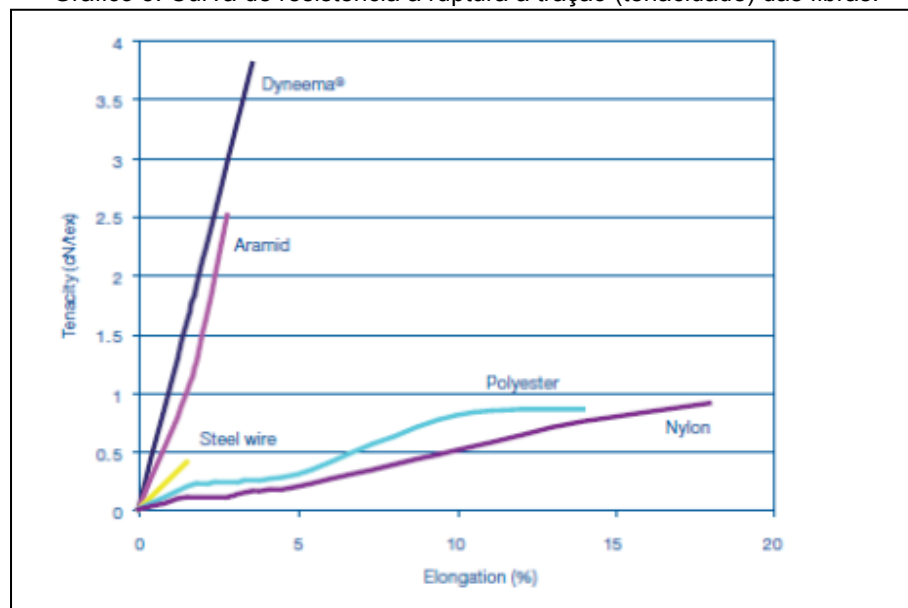


Fonte: ABS

Contudo, as fibras sintéticas não são boas de um todo; elas possuem algumas "fraquezas" que são inerentes às propriedades dos materiais que precisam ser consideradas com atenção. Uma das grandes questões a serem trabalhadas é a torção, visto que uma linha de amarração sofre várias torções axiais e não poderá ser completamente de fibra sintética. Cabo-de-aço e/ou amarra ainda são utilizadas

nas terminações de linhas de ancoragem sintéticas por causa da abrasão e atrito no leito marinho. Cabo-de-aço e poliéster tem diferentes propriedades de tensão de torção. Isto implica que cada sistema de amarração tem de ser considerado individualmente e não pode ser utilizado entre dois diferentes MODUS, em virtude da existência de diferentes desenhos e tamanhos.

Gráfico 5. Curva de resistência à ruptura a tração (tenacidade) das fibras.



Fonte: Barry Cordage

2.2 - Posicionamento Dinâmico - DP

O DP é outra opção disponível para se manter posição numa MODU. Basicamente, o DP é um sistema computadorizado de assistência à manobra, incluindo todo equipamento associado necessário ao controle de posição e aproamento da embarcação, dentro de limites pré-definidos, utilizando a propulsão ativa. O DP foi visto pela indústria offshore não apenas como meio de operar em águas profundas, mas também como uma solução para trabalhar em áreas onde a ancoragem era impraticável, devido aos equipamentos submarinos, redes e outras estruturas.

O conceito tem evoluído bastante desde sua origem na perfuração offshore, no início da década de 60. Hoje, é utilizado por uma gama diferente de embarcações, nos mais diferentes tipos de atividades além do offshore, como navios

mercantes e transporte de passageiros. O avanço tecnológico nos vários componentes de uma instalação DP tem positivamente melhorado a sua capacidade e confiabilidade. Sistemas de referência como navegação por satélite e hidro acústico; sistemas de propulsão como propulsores azimutais; plantas de energia diesel-elétricas e sistema de gerenciamento de energia, assim como processadores e programas dos computadores têm contribuído para construção de sistemas robustos.

Muito do conceito de posicionamento dinâmico pareceu perigoso e propenso a problemas operacionais. De fato, a ideia de manter com consistência uma embarcação de 230 metros de comprimento, dentro de um raio de menos de 5 metros apenas pelos meios de propulsão, pareceu incrível, mesmo para marinheiros e projetistas experientes. Contudo, para aqueles que têm operado tais embarcações, há um grande conforto e confiança na moderna tecnologia DP gerenciado por qualificados e experientes operadores.

2.2.1 - Teoria DP

Uma embarcação no mar é suscetível a forças do vento, mar e correntes, e até mesmo a sua própria força gerada por seu sistema de propulsão. Há seis movimentos básicos nos quais uma embarcação está sujeita: surge (avanço), sway (deriva), yaw (guinada), pitch (cabeceio), roll (balance) e heave (arfagem).



Figura 21. Movimentos da Embarcação.
Fonte: UFRJ - Depto Eng Civil

O sistema DP está em constante controle circular. A posição e aproamento são estimados baseados num modelo específico da embarcação. Este modelo é calculado baseado no valor das forças que atuam na embarcação, aproamento e medidas da posição corrigida, dados recebidos pela agulha giroscópica e sistema de posicionamento de referência. Este modelo retorna e estima a posição e aproamento, os quais são constantemente comparados com a posição requerida e aproamento inseridos pelo operador.

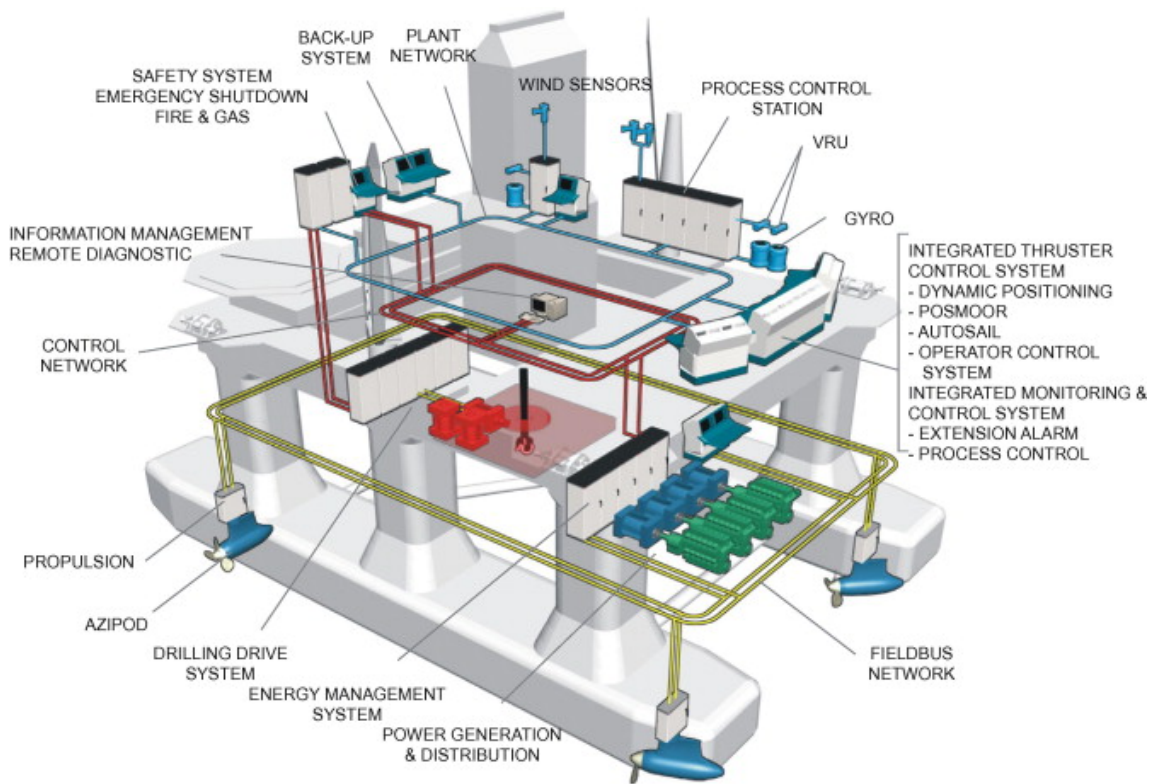


Figura 22 - Componentes e Sistemas de DP.
Fonte: Sciencedirect.com

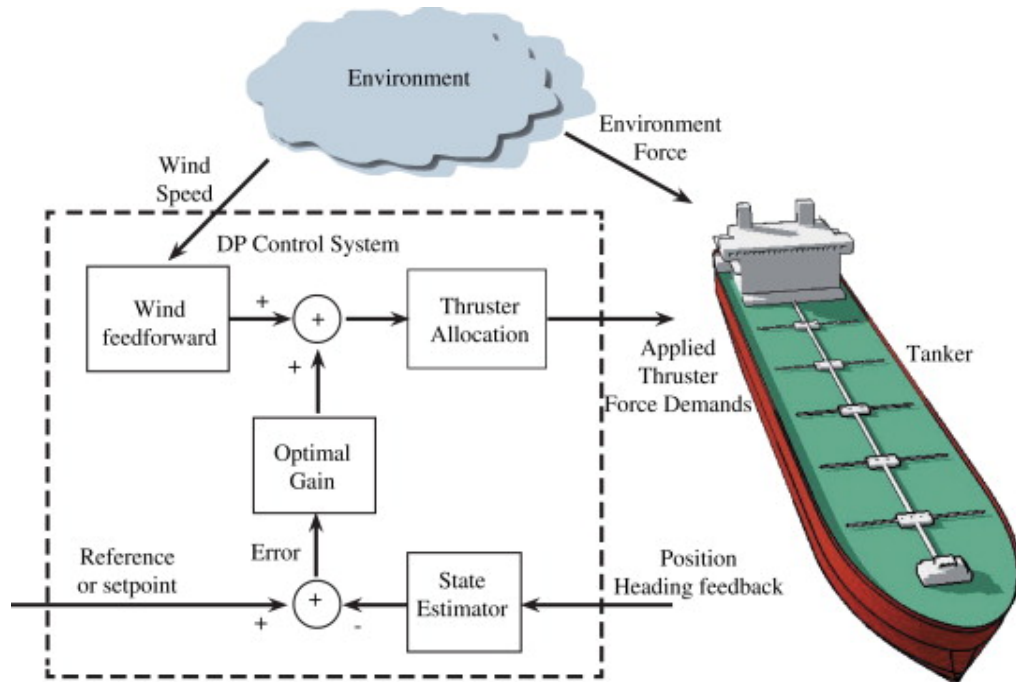


Figura 23 - Diagrama controle o sistema DP.
Fonte: Sciencedirect.com

Os erros são, automaticamente, corrigidos pelo sistema, no qual faz alocação da quantidade ótima de potência para os propulsores em funcionamento. Os propulsores, então, provêm a força necessária para contra reagir às cargas ambientais externas e momentos agindo contra a embarcação. O consumo de energia é, cuidadosamente, controlado pelo sistema de gerenciamento de energia (PMS) com a finalidade de assegurar que a força apropriada estará disponível para os propulsores, caso seja necessário colocar no sistema alguma força adicional a fim de se prevenir um blackout da embarcação.

O modelo da embarcação, também tenta antecipar as forças agindo na embarcação, no modelo, utilizando dispositivos como "wind feed forward" e "current feedback" nos quais auxiliam a manter a capacidade de manutenção da posição precisa e suave.

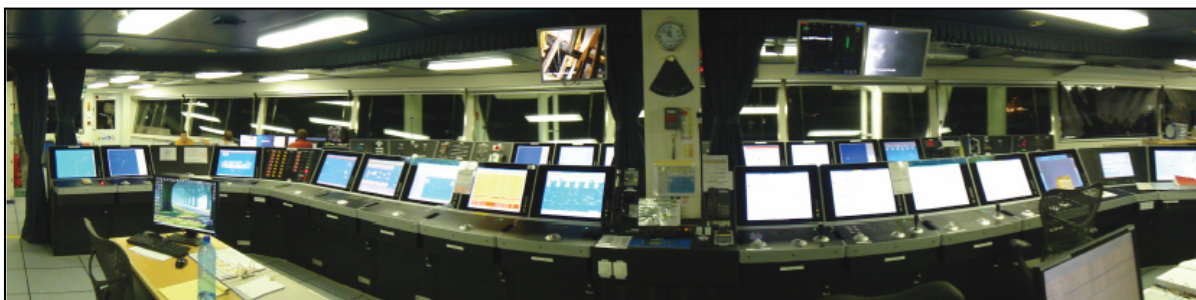


Figura 24. Visão panorâmica da estação de DP.
Fonte: Imagem do Autor.

2.2.2 - Classes do Sistema de Posicionamento Dinâmico

O conceito de classe do DP surgiu aproximadamente 25 anos atrás, delimitando requerimentos técnicos, sendo divididos em 3 classes. A diferença entre as classes tem um significativo efeito em como o sistema DP será projetado e no caso de classe 3 pode ter um profundo efeito na construção de toda à embarcação. Os custos associados podem aumentar, rapidamente, através das classes.

Inicialmente, as classes de DP foram delineadas de acordo com a operação específica da qual a embarcação estará envolvida e a definição das piores consequências que uma falha poderá resultar. De acordo com o Diretório Marítimo Norueguês as classes foram arranjadas conforme a seguir: classe 1, operações nas quais onde a perda de posição pode causar alguma poluição e menor dano econômico, mas exclui danos severos à vida humana; classe 2, operações onde a perda de posição pode causar poluição severa, grande dano econômico e acidentes às pessoas; classe 3, operações onde o maior dano pode ocorrer, poluição severa e acidentes fatais. Havia ainda uma classe 0, para operações onde nenhuma séria consequência deveria ocorrer. Contudo, todas as embarcações que operassem em DP, não poderiam deixar de cumprir os requerimentos para classe 0. Porém, com o surgimento das diretrizes determinadas pelo IMO para o posicionamento dinâmico, o conceito desapareceu.

Com a introdução das diretrizes da IMO, as classes de DP foram largamente vistas como categorias de equipamento. Todas as principais sociedades classificadoras desenvolveram requerimentos específicos para equipamentos, baseadas nessas diretrizes, nas quais as embarcações devem estar qualificadas por amostragem.

Com o objetivo de receber uma classificação, todo equipamento utilizado no sistema deve ser do tipo aprovado.

Sem entrar em detalhes técnicos específicos, a diferença comum entre classe 1 e classe 2 é que a classe 1 é permitida falhar completamente perdendo ambos o aproamento e a posição. Na embarcação classe 2 não é esperado acontecer o mesmo, devido à redundância no sistema. A maior diferença entre classe 2 e 3 são as definições de falhas relevantes, onde a embarcação deve ainda continuar em DP. Isto é, uma operação classe 3 inclui todos os métodos de falha do projeto de um sistema classe 2, porém tem falhas adicionais referentes a incêndio e alagamento. De fato, classe 3 deve ter a redundância não apenas de sistemas, mas os sistemas devem estar localizados em espaços protegidos contra fogo e/ou à prova d'água.

Quadro 3. Visão geral do Sistema de Classificação.

Description	IMO	Corresponding class notations		
	DP Class	ABS	LRS	DNV
Manual position control and automatic heading control under specified maximum environmental conditions.	-	DPS-0	DP (CM)	DNV-T
Automatic and manual position and heading control under specified maximum environmental conditions.	Class 1	DPS-1	DP (AM)	DNV-AUT DNV-AUTS
Automatic and manual position and heading control under specified maximum environmental conditions, during and following any single fault excluding loss of a compartment. (Two independent computer systems).	Class 2	DPS-2	DP (AA)	DNV-AUTR
Automatic and manual position and heading control under specified maximum environmental conditions, during and following any single fault including loss of a compartment due to fire or flood. (At least two independent computer systems with a separate back-up system separated by A60 class division).	Class 3	DPS-3	DP (AAA)	DNV-AUTRO

Fonte: Kongsberg

2.2.3 - Sistema de posicionamento e sensores de referência

A medição, a qualquer instante, da posição, proa e movimento vertical são elementos essenciais do sistema de posicionamento dinâmico. O sistema de

posicionamento dinâmico fornece informações que são relevantes no controle de avanço e deriva da embarcação. A informação de aproamento proveniente da agulha giroscópica fornece informação para a guinada, enquanto outros sistemas de referência, como o Motion Reference Unit (MRU) e Vertical Reference Unit (VRU) são necessários para o fornecimento de informações sobre arfagem e balance.

2.2.3.1 - Sistema diferencial de posicionamento global (DGPS)

A chegada do DGPS mudou o mundo e, de fato, tem mudado o posicionamento dinâmico oferecendo outro confiável sistema de referência que pode ser, virtualmente, utilizado em qualquer lugar. O sinal GPS normal utilizado na navegação mercante não oferece o grau de estabilidade e precisão para as operações DP. Contudo, o sinal diferencial - DGPS é um sinal de correção com uma precisão e confiabilidade muito maiores. Empresas como Fugro e Veripos disponibilizam esses sinais de correção mediante o pagamento de uma assinatura anual. São chamadas correções DGPS. A prestação desse serviço pode variar na média de valores de U\$5.000 a U\$20.000 dependendo do tipo de serviço selecionado. A qualidade dessas correções especiais pode dar uma precisão na posição de até 10 cm.

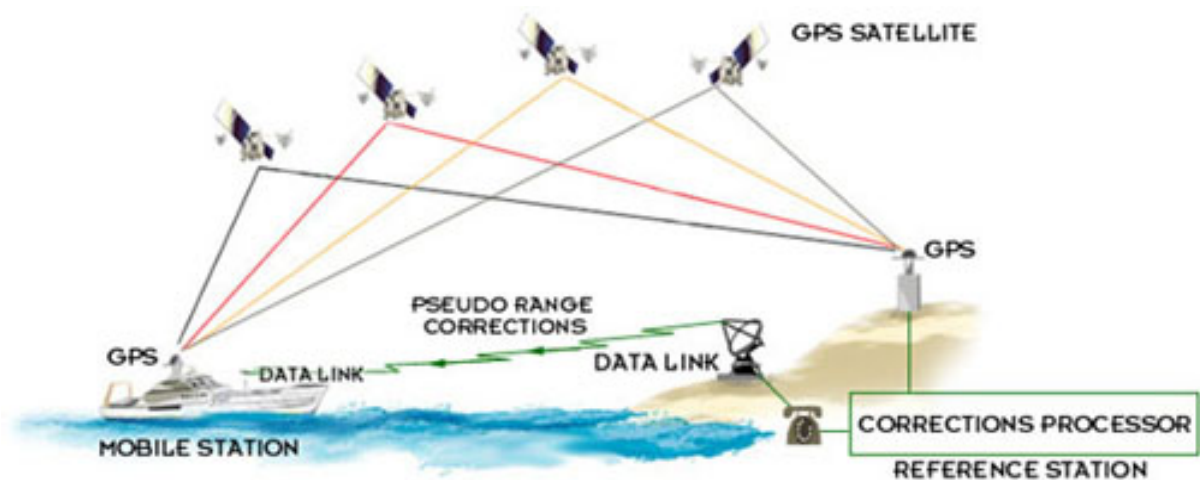


Figura 25 - Transmissão do sinal DGPS.
Fonte: Wikipedia

2.2.3.2 - Sistema de referência hidro acústico de posicionamento (HPR)

O hidro acústico tem sido utilizado como sistema de referência desde cedo pelas embarcações DP. Fundamentalmente, o som tem sido utilizado para marcar distância entre os transdutores (hidrofonos) e as balizas acústicas (transponders) posicionadas no fundo do mar. O sistema acústico requer o lançamento das balizas, a montagem e/ou lançamento dos hidrofonos e a calibração do sistema, antes de estar pronto para uso, o que pode levar algumas horas.

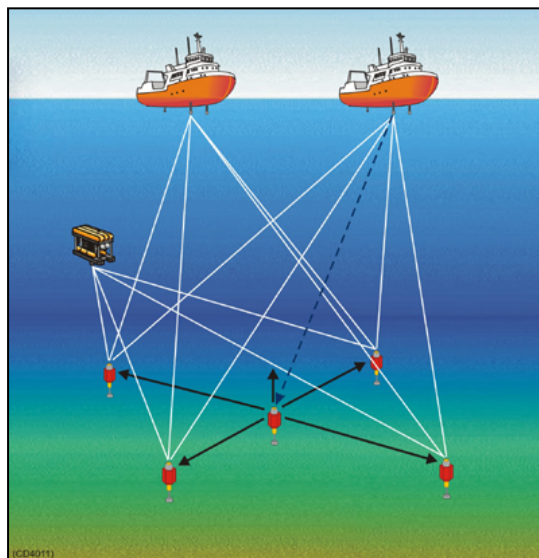


Figura 26 - Sistema acústico de posicionamento
Fonte: Kongsberg

3.2.3.4 - Sensor de Vento

Sensores de vento são componentes vitais no sistema de DP, fornecendo informação da direção relativa e intensidade do vento. Usando o modelo da embarcação, a contribuição do vento é calculada e o sistema de DP pode determinar a força residual gerada pelas outras variáveis ambientais, costumeiramente, classificadas juntas como corrente, ainda que ela possa ser atribuída à combinação de marulho, mar e corrente.

DP MODUs são, geralmente, projetadas com vários sensores de vento dependendo das regras de classe, e precisam ser monitoradas cuidadosamente em relação a “setores cego” com mudanças repentinas de intensidade e/ou direção,

assim como interferências causadas por meios não ambientais como a chegada/partida de helicópteros.

2.2.3.5 - Agulhas Giroscópicas, MRUs,VRUs

As agulhas giroscópicas (giros) são outras unidades vitais de referência que fornecem a informação de aproamento verdadeiro, não apenas para o sistema de posicionamento dinâmico, mas uma gama de equipamentos vital para o funcionamento de outros equipamentos, como o sistema hidro acústico e Inmarsat. Sem o funcionamento da giro, o sistema de DP estaria, automaticamente, incapacitado. Por essa razão, é típico se encontrar muitas giros a bordo de uma embarcação classe 2 e 3.

Há, também, dois outros equipamentos importantes para o sistema DP que são os chamados: Unidade de referência de movimento (MRU) e a unidade vertical de referência (VRU). Estes dispositivos fornecem as informações sobre o cabeceio (pitch), balanço (roll) e arfagem (heave). Tais informações são necessárias para o sistema DP e vital para a precisão do sistema acústico e DGPS.

2.2.3.6 - Propulsores e Impelidores.

Atualmente, com o desenvolvimento da tecnologia nos meios propulsores, com diesel-geradores de corrente alternada de alta-potência, tem possibilitado aumentar a eficiência com baixo consumo de diesel. A preferência tem se dado, também, por impelidores (thrusters) de passo fixo com velocidade variável, visto que estes teoricamente apresentam menos sucessão a falhas e de mais fácil manutenção.

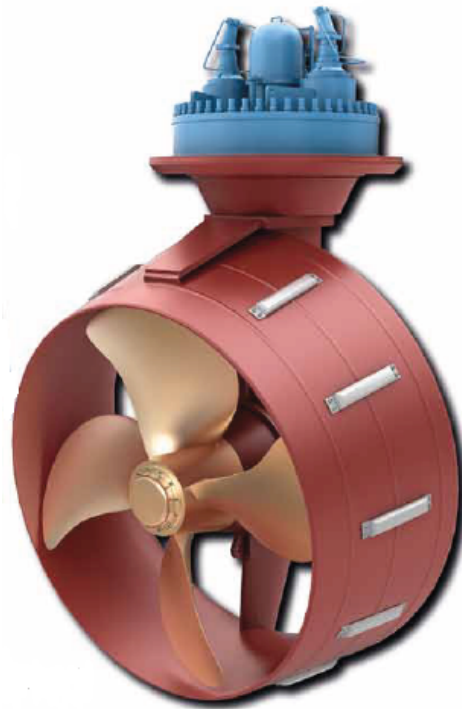


Figura 27 - Thruster Azimutal
Fonte: Rolls-Royce.

2.2.4 - Máquinas, maquinário e gerenciamento de energia

Uma estação de DP vai muito além que controladores e sistemas de referência de posição. Uma parte integral do sistema são as plantas diesel-elétricas , sistemas elétricos complexos de distribuição e ,previamente mencionados, os impelidores. Adicionalmente, há muitos outros sistemas auxiliares como sistema de resfriamento e elementos de controle como quilômetros de cabos a serem considerados.

Numa moderna MODU, a planta elétrica irá dar suporte aos equipamentos de manutenção da posição, equipamentos de perfuração e acomodações para tripulação. Um elemento chave no sistema de DP é a função de gerenciamento de energia onde há um contínuo monitoramento na disponibilidade de energia para o perfeito funcionamento das operações em curso com a finalidade de prevenir a ocorrência de um apagão (*black-out*).

3 - A PERSPECTIVA ECONÔMICA - ELEMENTOS DE CUSTO

Ao chegar a este ponto, espera-se que o leitor tenha uma clara ideia dos vários elementos e fatores associados na manutenção do posicionamento na perfuração offshore e as diferentes condições e componentes requeridos pelo mercado. Como será visto, a diária para estes componentes impactam de forma vital no resultado geral de custos competitivos de uma opção ou de outra.

3.1 - Modelo de custo operacional

Há outro fator subjetivo e de normal prática no meio marítimo “Este é o jeito que sempre fizemos”. Mesmo numa indústria que tem ampliado seus limites constantemente já há quase 6 décadas, a natureza de muitos contratantes ainda é conservadora e refratária a novas tecnologias, mesmo que elas provem suas vantagens na redução de custos.

As definições que se seguem foram providenciadas com a finalidade de descrever o termo operacional para melhor entendimento:

Operação de pré-instalação - é o processo de pré-instalar um sistema completo de ancoragem na futura locação, antes da chegada da MODU. Este trabalho é executado por 1 ou mais AHTS.

Conexão/Desconexão MODU - é o processo de conectar e desconectar a MODU que chega à locação já preparada com um sistema pré-instalado de ancoragem. O trabalho é realizado pela coordenação de uma MODU com 1 ou mais AHTS.

Mobilização/Desmobilização - é o processo de movimentar a MODU de uma locação para outra. O processo é realizado com a assistência de 1 ou mais AHTS, exceto no caso de uma autopropulsada MODU como uma SEMI DP.

Para efeito didático deste estudo foram analisadas duas estruturas de custos de MODUs:

1. Semi DP, uma unidade semi-submersível utilizando posicionamento dinâmico;

2. Semi com sistema pré-instalado, uma unidade semi-submersível ancorada utilizando um sistema pré-instalado de ancoragem.

A estrutura dos custos operacionais levam em consideração as seguintes categorias a fim de determinar uma estimativa total para o proposto programa de perfuração:

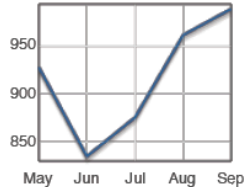
- As especificações da MODU
- Especificações da embarcação AHTS
- Custo do sistema de ancoragem
- Custo de mobilização/desmobilização entre as locações
- Custo da pré-instalação do sistema
- Custos da amarração e conexão da MODU
- Custo da calibração do sistema DP
- Custo na locação de trabalho (diária e combustível apenas)

3.1.1 - Combustível

Assume-se que as Semi queimem MDO regularmente, o que é comum na indústria offshore. O custo médio da tonelada do MDO para o mês de setembro foi aproximado para U\$989,00.

Tabela 1 - Preço MDO em Singapura. Maio a Set 2012

MDO (DMB DMC)				
Date	\$/MT	ch\$	High	Low
Sep 12	988.50 ▲	+27.50	997.50	982.00
Aug 12	961.00 ▲	+85.50	994.00	901.00
Jul 12	875.50 ▲	+40.50	908.00	840.00
Jun 12	835.00 ▼	-93.00	859.50	808.50
May 12	928.00 ▼	-59.50	986.50	876.50



Charts & Analysis

Fonte: Bunkerworld

O consumo médio de uma sonda ancorada, semelhante a série 700 da Sedco é de 20 toneladas diárias de diesel, quando em operação. Abaixo, encontra-se uma tabela com o consumo estimado de algumas unidades que operam com posicionamento dinâmico.

Quadro 3 - Consumo diesel de unidades com DP

DAILY FUEL CONSUMPTION FOR DIFFERENT DYNAMICALLY POSITIONED VESSELS		
Vessel	Displacement (t)	Dynamic positioning consumption (t/day)
<i>Seabex I</i>	7,500	6-7
<i>Pélican</i>	15,000	11
<i>Glomar Atlantic</i>	15,000	10-12
<i>Pétrel</i>	1,000	10-12
<i>Sedco 472</i>	18,000	10-12
<i>Discoverer Seven Seas</i>	21,000	20-35
<i>Sedco 709</i>	25,000	25-30

Fonte: Hubert Fay

3.1.2 - Diárias de Mercado

As diárias de um MODU são muito difíceis de serem dadas em virtude das muitas variáveis envolvidas e confidencialidade das informações. Utilizou-se como referência de valores para as Semisub ancoradas (Lâmina D'água superior a 500m) o valor de U\$291.000 e para as Semi DP (Lâmina D'água superior a 1200m) o valor de US491.000. Estimou-se, ainda, uma redução de 25% no valor das diárias durante a mob/desmob apenas durante o trânsito entre as locações, o que é prática normal de mercado.

Quadro 4 - Média de diárias de contrato de Sonda

Offshore Rig Day Rates			
The day rates provided below are the current day rates for each rig type drawn from the RigLogix database. These numbers, which include both competitive and non-competitive rigs, are updated on a daily basis.			
FLOATING RIGS			
Rig Type	Rigs Working	Total Rig Fleet	Average Day Rate
Drillship < 4000' WD	7 rigs	8 rigs	\$219,000
Drillship 4000'+ WD	55 rigs	73 rigs	\$456,000
Semisub < 1500' WD	8 rigs	15 rigs	\$252,000
Semisub 1500'+ WD	67 rigs	92 rigs	\$291,000
Semisub 4000'+ WD	96 rigs	111 rigs	\$413,000

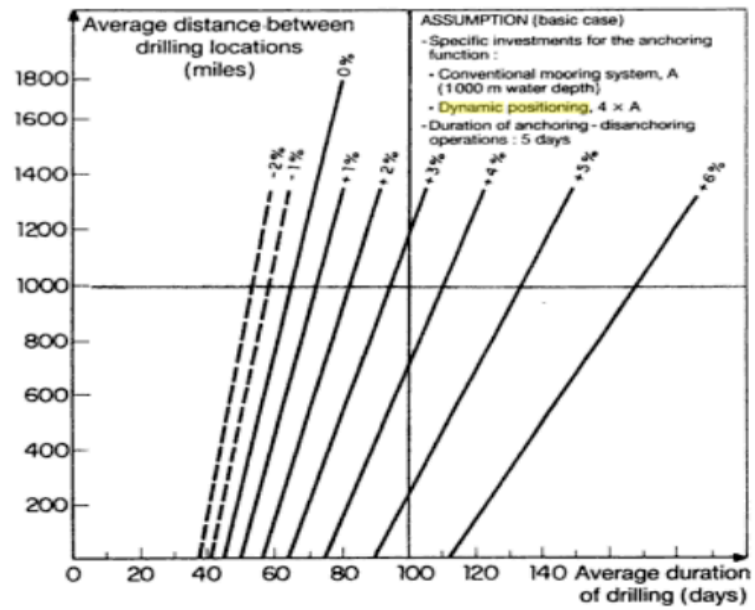
Fonte: Rigzone

3.1.2 - Estimativa de Custo

Conforme citado por Hubert Fay, em seu livro “Dynamic positioning systems: Principles, design and applications”:

Para calcular o ganho oferecido por um tipo de sistema sobre o seu concorrente, é necessário se estimar a média de duração da perfuração (geralmente 40-100 dias) e saber a distância entre duas consecutivas locações (500Km no mar do Norte, 4000Km na A. do Sul, por exemplo). O posicionamento dinâmico é portanto mais vantajoso com grandes distâncias entre os poços e estes de curta duração. Ainda assim, a possibilidade de se mudar o aproamento para as ondas e vento, assim como a independência em se buscar o melhor fundo (instabilidade da âncora) são argumentos positivos fundamentais em favor do posicionamento dinâmico. O custo da exploração de um poço, basicamente depende da lamina d'água. Deste modo o preço de um poço, perfurado em 2000m de profundidade, pode custar 10 vezes mais caro que um poço perfurado apenas em 40m de lamina d'água.

Gráfico 6 - Diferença relativa em custo de um poço perfurado com uma Semi DP comparada com uma Semi ancorada.



Fonte: Hubert Fay.

4 - A PERSPECTIVA OPERACIONAL

No início da década de 90 o caminho para as águas ultra profundas claramente mostrava que o DP era o único caminho vislumbrado de um ponto de vista tecnológico, contudo a prova da capacidade da ancoragem sintética para conduzir uma MODU a lâminas d'água inimagináveis tem mudado seriamente esta impressão. O debate se renovou com algumas das maiores empresa de exploração de petróleo que, claramente, favoreciam o uso do DP, como Exxon, BP e Shell agressivamente buscando a ancoragem sintética.

4.1 - Disponibilidade

A indústria offshore é separada em muitas atividades regionais distintas. MODUs, geralmente, ficam com um desses mercados regionais por anos, visto que elas apenas mudam para outra região por razões de mudanças no mercado ou por um novo contrato.

4.2 - Conjunto de equipamentos de perfuração

Uma vez que a implicação chave para o uso da fibra sintética, de levar unidades mais baratas de águas rasas para águas profundas, com economia no valor da diária, o conjunto de equipamentos utilizados na perfuração precisa também ser modificados com o intuito de atender estas profundidades. As considerações devem incluir a quantidade de risers disponíveis, capacidade dos compensadores e outros equipamentos relacionados. É imaginável que levar uma sonda de capacidade menor para águas mais profundas envolverá melhorias no pacote de equipamentos de perfuração. Com tantas variáveis e diferenças no conjunto de equipamento das MODUs, melhorias terão certamente que serem levadas em consideração, caso a caso, quando tomando uma decisão

4.3 - Exploração ou desenvolvimento

A questão do tempo do programa de perfuração, exploração ou desenvolvimento, novamente, vai à questão do tempo, como a duração dos poços, significativamente adiciona custo de um unidade DP sobre uma ancorada. Até hoje, muitas embarcações DP são envolvidas em explorações de curta duração, porém há exceções com as embarcações de dupla atividade capazes de realizar o trabalho de desenvolvimento mais rápido.

Enquanto uma duração mais longa na perfuração de desenvolvimento parecem favorecer à solução da ancoragem, há, também, o elemento do risco, especialmente quando a MODU faz teste de poço e completação. O risco de exposição vem com a natureza do trabalho e os custos de um cenário catastrófico se o operador não for capaz de colocar o poço em segurança numa eventual perda de posicionamento sobre o poço. Isto não tem apenas um grande impacto ambiental mas perigo para própria unidade, e pode ocasionar enorme responsabilidade financeira como pode ser visto no caso do Exxon Valdez, há quase 30 anos atrás e mais recentemente, a Deepwater Horizon, em 2010. Mesmo com a atual redundância nos sistemas DP e configuração das embarcações, há muito poucas pessoas que diriam que uma embarcação DP é mais confiável em manter posição que uma ancorada.

4.4 - Condições Ambientais

Mau tempo ou a ameaça de eventos de tempo severo, como furacão, é a principal preocupação offshore e afetam operações DP e ancoragem de forma diferente. Enquanto DP tem a vantagem de ser capaz de suspender e se mover para uma locação mais segura muito mais rapidamente que uma ancorada, não goza da flexibilidade de rapidamente sair do caminho de um sistema de tormenta.

Muitos operadores e contratantes sentem-se mais confortáveis com a habilidade geral da ancoragem de lidar com mau tempo. Frequentemente as operações são suspensas e a MODU ancorada temporariamente abandonada

enquanto o tempo severo passa. Contudo, esta confiança tem provavelmente sido seriamente abalada depois da passagem do furacão Katrina no Golfo do México, no qual deixou 12 sondas à deriva ou encalhadas.



Figura 28 - Semi a deriva durante furacão Katrina.
Fonte:Wikipedia.

4.5 - Capacidade

O planejamento logístico é parte crucial de qualquer programa de perfuração de sucesso. Não possuindo a peça correta no momento necessário pode trazer toda operação a baixo. Durante o programa de perfuração, uma grande variedade de equipamentos de terceirizados são necessários a bordo, e dependendo do tipo de programa de perfuração isto pode ser bastante espaçoso e pesado, consumindo muito do espaço no convés e capacidade de carga. Além de muitos materiais a granel, como: cimento, bentonita, barentina, químicos, fluídos de perfuração (lama), MDO e combustível de aviação.

Todo esse material precisa ser estivado a bordo, ou caso não haja capacidade suficiente seja em termos físicos (espaço) ou devido a limitações da capacidade de carregamento (estabilidade) como frequentemente ocorre com as Semis, os materiais e equipamentos necessitam ser embarcados/desembarcados quando a sonda precisar.

4.6 - Confiabilidade

Este tema tem incomodado a alternativa do DP desde sua concepção. A consequência de um drive-off (perda da posição devido informação errônea do sistema de referência) ou drift-off (perda da posição devido falha na propulsão) devido ao mal funcionamento do sistema, particularmente durante as operações de perfuração podem ser catastróficas e ter um profundo efeito no custo do poço, quiçá até sua completa perda.

A diferença entre ancoragem e DP são colocadas de forma que afetam criticamente as operações de perfuração. Como o sistema ancorado, é usualmente durante as operações de lançamento e/ou o recolhimento quando as coisas dão errado, no momento em que nenhuma operação de perfuração está em andamento. No entanto, com o sistema DP, a manutenção da posição é ativa e problemas tais como o desempenho de um sistema reduzido impacta diretamente e reduz criticamente a velocidade das operações de perfuração. Em casos extremos de falha no sistema DP, toda operação de perfuração é interrompida

Hoje em dia, modernas embarcações DP executam rigorosos testes e inspeções para atestar sua confiabilidade e desempenho mesmo em condições limitadas. Isto tem enormemente aumentado o nível de conforto e aceitação geral do DP. O consenso, porém é que ainda não oferece o mesmo nível de confiabilidade que o sistema ancorado ainda que o sistema ancorado, também não seja 100% confiável. De acordo com estudo do International Marine Contractor's Association (IMCA) o fator humano ainda é o mais relevante na causa dos acidentes com DP. Isto é a razão de uma adequada familiarização e treinamento para os operadores de DP são essenciais para a segurança e confiabilidade da operação com posicionamento dinâmico.

4.7 - Tempo

O tempo é significativamente impactado pelo tipo de método de manutenção de posição empregado. Uma embarcação DP oferece uma distinta vantagem se ter a capacidade de calibrar e começar a operação de perfuração em horas após a

chegada na locação. O quão mais fundo se vai com o sistema de ancoragem, mais tempo é necessário para ajustes, o que não se aplica ao DP. O sistema de ancoragem pre-instalado tem, contudo, reduzido fortemente essa lacuna e oferece uma interessante alternativa operacional frente ao DP.

Semis podem ser transportadas com a ajuda de embarcações de transporte de carga pesada, porém esta alternativa se torna muito onerosa e seria apenas utilizada no caso da relocação de uma região à outra por um longo período, não apenas de poço a poço. Em geral, quando o tempo é essencial, o DP surge como a alternativa perfeita.

4.8 - Preferência

A indústria offshore é conservadora. O sentimento de “Nós sempre fizemos dessa forma” é muito forte. John Vecchio, da empresa de perfuração Diamond Offshore, disse:

Se tudo fosse possível, Eu escolheria a ancoragem. Isto significa economia de combustível, menor tripulação, e comparativamente, senão, preferencialmente, custo de capital. Também, há poucas coisas para quebrar (um propulsor leva muito mais em manutenção que um guincho). No Golfo do México, iria preferir o uso de uma sonda ancorada, porque historicamente nós preferimos abandonar a unidade em caso de tormenta. Você não poderia fazer isso numa DP.

Contudo, Doug Foster, um homem da mesma empresa e experiente no DP, disse que “O DP proporciona flexibilidade, manobrabilidade, operacionalidade peculiar, com o mínimo de suporte logístico. Você pode fazer muitas coisas com a sonda”.

No final das contas, o contratante irá olhar para um poço individualmente ou os requerimentos do programa de perfuração, caso a caso, e claramente determinar a opção ótima numa perspectiva econômica e operacional. Todo poço é único, com uma gama de variáveis operacionais. Enquanto quase todo poço em águas profundas e ultra-profundas podem ser executados por uma MODU DP, uma

ancorada nem sempre oferecer essa oportunidade, seja devido a obstruções submarinas ou simplesmente devido à profundidade, mesmo que este último esteja se tornando uma questão menor que no passado.

4.9 - Manutenção

A manutenção é geralmente um item que recai sobre os custos da empresa de perfuração contratada. Se for executada de forma displicente pode resultar em downtime e grandes perdas de receita.

Geralmente, tratando-se de uma unidade DP, é apenas uma questão de verificação semanal/mensal rotineiras pelos técnicos de elétrica e eletrônicos e ocasionalmente software upgrades. Olhando-se para o sistema como um todo, há certamente um nível de complexidade na planta de energia e sistema de distribuição elétrica a serem considerados, mas ,tipicamente, os impelidores(thrusters) formam o mais “problemático” componente para o departamento de manutenção.

Por outro lado, o sistema de ancoragem é de fácil acesso e mais de natureza mecânica. Os reparos podem, geralmente, serem feitos na locação ou durante a movimentação da unidade. Adicionalmente, a principal preocupação é com a condição do dispositivo de amarração e suas linhas, principalmente as de fibras sintéticas. Uma inspeção minuciosa da condição de todo sistema é necessária antes do lançamento a fim de se detectar qualquer eventual dano e/ou fadiga no material.

A manutenção de ambos os sistemas: DP e ancorado oferecem potenciais riscos de interrupções das operações se não forem levadas com responsabilidade e compromisso. Uma linha de amarração partida, durante a perfuração de um poço pode ter o mesmo impacto que o selo hidráulico de um thruster precisando de reparo imediato. Pode ser observado que numa MODU DP classe 2 ou 3, a redundância oferece uma solução temporária para continuar às operações a curto prazo.

CONCLUSÕES

No início da pesquisa, a questão que motivou o autor foi: "Qual método de posicionamento para uma unidade MODU, semi-submersível, é mais vantajosa levando-se em consideração fatores econômico e operacional? Neste final, muitas variáveis econômicas e operacionais foram apresentadas e analisadas, objetivando se chegar a algumas conclusões.

Claramente, não há um sistema campeão de posicionamento que seja mais vantajoso em todos os casos e circunstâncias. O posicionamento dinâmico e a ancoragem tem seus lugares distintos no setor de águas profundas e se sobrepõem em poucas circunstâncias particulares. O uso de fibras sintéticas para amarração de uma MODU, em águas profundas, está ainda em franca expansão. É claro que esta tecnologia terá um profundo impacto na indústria e, especialmente, na forma que a perfuração de desenvolvimento será realizada em águas profundas.

Para o posicionamento dinâmico a análise mostra ponto favorável em caso de poços de curta duração, com frequentes movimentações ou quando longas distâncias estão envolvidas. São nesses momentos curtos que uma calibração rápida do DP compensa o gasto adicional com combustível. O fator profundidade não é empecilho ao DP, visto que pode operar em qualquer lâmina d'água. Partindo de uma perspectiva operacional, a indústria percebeu o posicionamento dinâmico como uma operação um pouco mais arriscada, é natural que faça mais uso em programas de perfuração exploratória .

A amarração com fibras sintéticas mostrou-se mais indicada a poços de maior duração e menos mudanças no programa de perfuração, ficando evidente que poços de desenvolvimento de longa duração são melhores ajustados a solução de ancoragem.

Tendo esses argumentos em mente sobre a ancoragem e posicionamento dinâmico, a pesquisa também mostra a significância das diárias MODU nestes resultados. Com as diárias mantendo um nível de igualdade, fundamentalmente muda-se o argumento em análise e o posicionamento dinâmico torna-se a opção mais atrativa do ponto econômico. Somente a análise minuciosa, poço a poço, irá definir a grande campeã dessa acirrada competição pelo melhor custo-benefício.

REFERÊNCIAS

BAKER, R. **A primer of offshore operations**, 3rd edition. Austin(TX): Petroleum Extension Service / IADC, 1998.

BOMMER, Paul. **A prime of oilwell drilling**. 7ed. Austin, The University of Texas, 2008.

BRAY, David. **Dynamic Positioning**, Vol. 9, England: Oilfield Publications Limited, 1997.

CHAPLIN, C. Richard e POTTS, Andrew E. **Cabo de amarração offshore**. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/othpdf/200-399/oth341.pdf>>. Acesso em 03 Ago 2012.

DE LUCCA, Marshall. **Posicionamento dinâmico versus Ancoragem**. Disponível em: <<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-58/issue-10/departments/drilling-production/dynamic-positioning-versus-mooring-debate-continues-as-technology-evolves.html>>. Acesso em: 22 Jul 2010.

FAY, Hubert. **Dynamic Positioning Systems: Principles, design and applications**. Paris: Technip, 1990.

HANCOX, Michael. **The oilfield Seamanship**. Series: Volume 6 Barge Mooring. Vol. 6, London: Oilfield Publications Limited, 1998.

IHS. **Utilização Unidades MODU**. Disponível em: <<http://www.ihs.com/products/oil-gas-information/drilling-data/weekly-rig-count.aspx>>. Acesso em 02 Set 2012.

IMCA - International Marine Contractors Association. **Diretrizes para Embarcações DP**. Disponível em: <<http://www.imca-int.com/divisions/marine/publications/103.html>>. Acesso em 16 Ago 2012.

IMO. **Classificação do DP Kongsberg**. Disponível em: <<http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0240.nsf/AllWeb/D9479D5DB35FCA01C1256A4C004A876E?OpenDocument>>. Acesso em: Ago 2012.

MEDEIROS, Antônio Roberto de. **Sistemas de Ancoragem e fundação**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ - 2009. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABQ40AB/sistemas-ancoragem-fundacao-offshore>>. Acesso em: 16 Ago 2010.

MORE – Flexive moorings for marines turbine. **Âncoras**. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/11-12/MORE/mooring/alternate_anchors.html>. Acesso 26 Ago 2012.

_____. Artigos e ensaios sobre tecnologia offshore. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/11-12/MORE/mooring/alternate_anchors.html>. Acesso 26 Ago 2012.

RIGZONE. Diárias das sondas. Disponível em: <<http://www.rigzone.com/data/dayrates/>>. Acesso em 18 Ago 2012.

ROOLS ROYCE. **Propulsores Azimutais**. Disponível em: <http://www.rolls-royce.com/marine/products/propulsors/azimuth_thrusters/>. Acesso 05 Set 2012.

WILEY, John. **Drilling and production safety code for offshore operations**. Chichester: Institute of Petroleum, 1991.