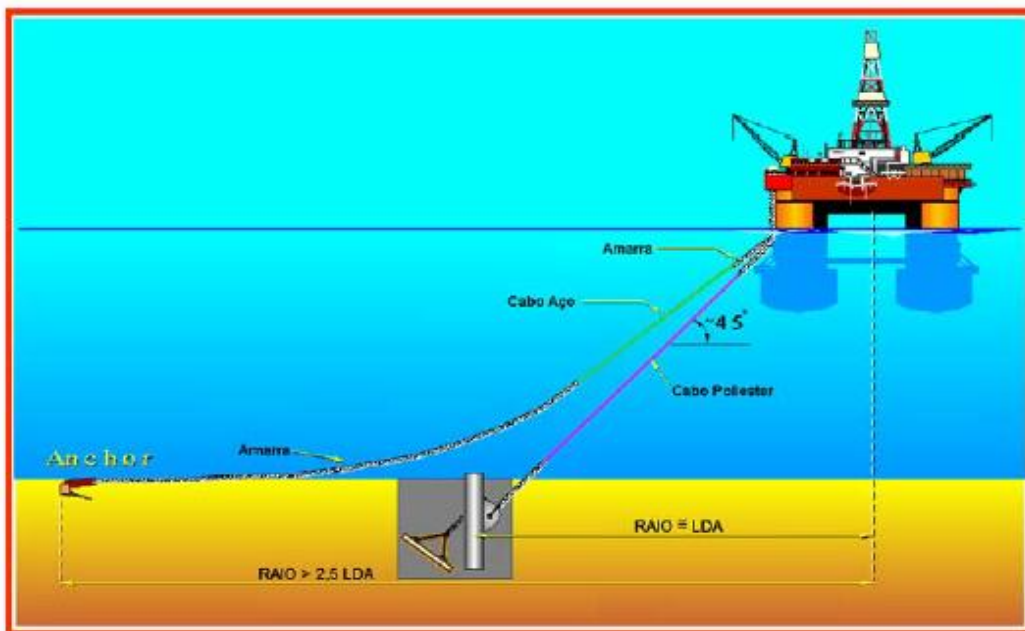


INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Civil.



**AMARRAÇÃO DE PLATAFORMAS OFFSHORE
FLUTUANTES COM CABOS DE POLIÉSTER**

VICTOR MANUEL PIRES BICO

Licenciado em Engenharia Civil.

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na área
de especialização de Estruturas

Orientadores: Licenciado Carlos Amaro Fernandes de Azevedo Ferraz

Mestre Cristina Ferreira Xavier de Brito Machado

Júri: Presidente: Mestre Maria Manuela Silva Eliseu Ilharco Gonçalves

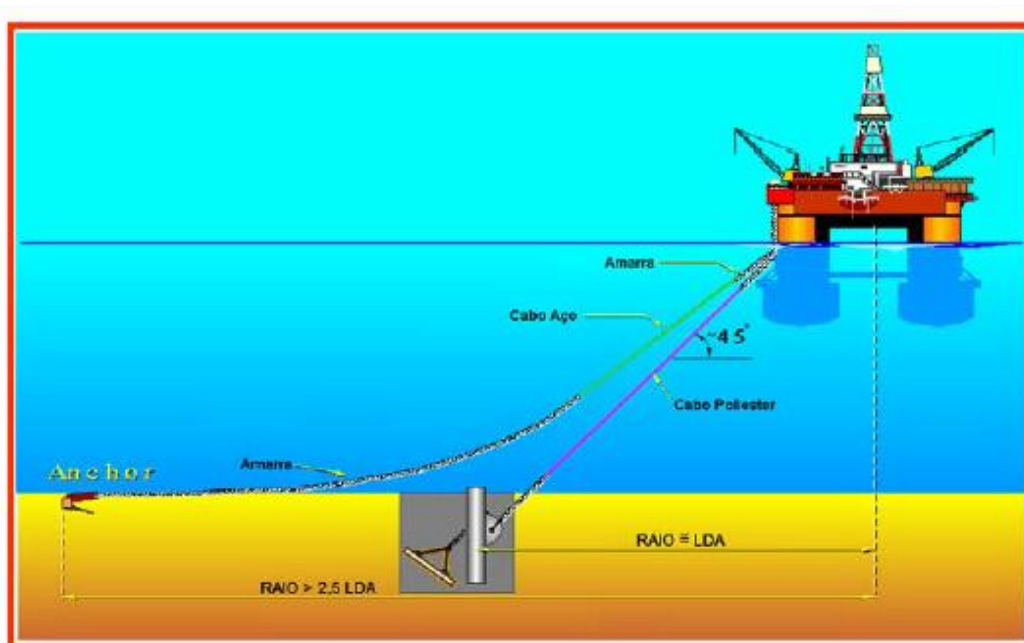
Vogais: Doutor João Alfredo Ferreira dos Santos

Licenciado Carlos Amaro Fernandes de Azevedo Ferraz

Mestre Cristina Ferreira Xavier de Brito Machado

Dezembro 2013

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Civil.



**AMARRAÇÃO DE PLATAFORMAS OFFSHORE
FLUTUANTES COM CABOS DE POLIÉSTER**

VICTOR MANUEL PIRES BICO

Licenciado em Engenharia Civil.

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na área de especialização de Estruturas

Orientadores: Licenciado Carlos Amaro Fernandes de Azevedo Ferraz

Mestre Cristina Ferreira Xavier de Brito Machado

Júri: Presidente: Mestre Maria Manuela Silva Eliseu Ilharco Gonçalves

Vogais: Doutor João Alfredo Ferreira dos Santos

Licenciado Carlos Amaro Fernandes de Azevedo Ferraz

Mestre Cristina Ferreira Xavier de Brito Machado

Dezembro 2013

RESUMO

A presente dissertação monográfica refere-se ao estudo das amarrações de plataformas de petrolíferas *offshore* (OS) flutuantes em águas ultraprofundas principalmente com cabos de poliéster. Devido ao aumento constante das actividades de produção de hidrocarbonetos em águas profundas e, conseqüentemente, ao desenvolvimento de novos sistemas de ancoragem procurou-se encontrar uma alternativa aos cabos de aço, que apresentasse peso submerso reduzido, mas com grande capacidade de carga, coeficientes aceitáveis de rigidez e demais propriedades mecânicas, que permitissem o manuseio e instalação em sistemas oceânicos.

A utilização do poliéster em cabos de ancoragem atendeu a estes objectivos. Na PETROBRAS (BR), não se fala actualmente em ancoragem em águas profundas e ultraprofundas (acima de 1500 m), com linhas que não tenham troços de poliéster em sua composição. Tecnologia em que foi inovadora e que em que está sendo seguida por outras “irmãs” petrolíferas em ritmo crescente. O objectivo deste trabalho é compreender as características dos cabos de poliéster em carregamentos típicos do ambiente oceânico, origem e conseqüências desses esforços, assim como vislumbrar um próximo passo com o intuito de melhorar a qualidade, de obter novos materiais e de melhorar a performance do conjunto da unidade produtora petrolífera em termos de estabilidade, flutuabilidade e maximização da profundidade a alcançar.

Palavras-chaves: Amarração, Poliéster, Plataformas flutuantes offshore.

ABSTRACT

This monographic dissertation refers to the study of the fastenings of floating offshore oil platforms in deep waters mainly with polyester cords. Due to the constant increase in hydrocarbon production in ultra deep water activities and, consequently, to the development of new anchorage systems sought to find an alternative to the steel cables, to introduce low submerged weight, but with high load capacity, acceptable coefficients stiffness and other mechanical properties, which allow handling and installation in oceanic systems .

The use of polyester anchorage lines met these goals. In PETROBRAS (BR), currently it is not spoken about anchorage in deep and ultra deep waters (above 1500 m), with lines that don't have spans of the polyester composition. Technology that is innovative and that it is being followed by other oil "sisters" at an increasing rate. The aim of this work is to understand the characteristics of polyester ropes in typical loadings of the oceanic environment, origin and consequences of these efforts, as well as to catch a glimpse a next step in order to improve quality, to obtain new materials and improve the performance of all the oil producing unit in terms of stability, buoyancy and maximizing the depth to achieve.

Keywords: Polyester, Mooring, Offshore Floating Platforms.

DEDICATÓRIA

Ao meu pai Octávio Afonso Bico, à minha mãe Maria Odete Pires Bico e aos meus queridos irmãos Mário e Alexandra;

À minha família, à esposa Cristina e queridos filhos, Vivian, Victor, Alexandre, Victória e Rafael;

Aos meus familiares espalhados pelo mundo, mas sempre juntos estamos;

Aos amigos que tenho e aos que a vida distanciou;

A todos aqueles que querendo ou não me ajudar, sem querer os possa ter magoado, dedico este Mestrado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus o dom da vida e tudo a ela inerente;

À minha querida irmã Alexandra Catarina Pires Bico que juntamente com os meus pais, ajudaram-me na obtenção do meu conteúdo programático, do meu histórico escolar universitário no Brasil e deram sequência aos tramites necessários para este Mestrado (eu não tenho como vos pagar);

Aos Srs. engenheiros Carlos Amaro Fernandes de Azevedo Ferraz, Cristina Ferreira Xavier de Brito Machado, Feliciano José Ricardo Cangue, Fernanda Cristina Sousa, Sérgio Fernando Pereira Leite e Walter Lueji dos Santos Van-Deste;

A todos aqueles que ao longo da vida me ajudaram e em mim acreditaram;

Aos professores que na minha vida participaram;

Ao meu empregador que me incentivou antes da primeira hora e facilitou as minhas vindas ao ISEL (Lisboa);

Às amigas “Anabela”, Bento, Cadavez e Costa; o silêncio de 35 anos da nossa amizade não a tocou, vosso incentivo em Portugal foi decisivo;

Àqueles que ajudar-me-ão a continuar desenvolvendo este tema, podendo assim contactar-me pelo skype [victormpbico](#) e e-mail victormpbico@gmail.com;

Agradeço ao povo Angolano que tão bem recebeu-me 32 anos depois; foi como se nunca tivesse saído; a boa memória ficou.

*"Tudo que sou e pretendo ser,
devo principalmente aos meus
queridos e amados pais."*

Abraham Lincoln

SUMÁRIO

RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
DEDICATÓRIA	iv
AGRADECIMENTOS	v
SUMÁRIO	vi
LISTA DE TABELAS	viii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	xi
LISTA DE SÍMBOLOS – SIMBOLOGIA	xii
CAPÍTULO 1: OBJETIVOS E RELEVÂNCIA	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 METODOLOGIA	2
1.3 PROBLEMÁTICA	2
1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 Objetivos gerais	3
1.4.2 Objetivos específicos	4
1.5 JUSTIFICATIVA	4
1.6 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	5
1.7 RESULTADOS ESPERADOS	6
CAPÍTULO 2: O AMBIENTE PETROLÍFERO E TÉCNICO DO OFFSHORE.	7
2.1 CAMPO INOVADOR DA ENGENHARIA	7
2.1.1 Descrição do Ambiente Tecnológico	9
2.2 ANCORAGEM.....	15
2.3 CONFIGURAÇÕES DE ANCORAGENS	15
2.4 LINHAS DE ANCORAGEM OU DE AMARRAÇÃO.....	16
2.4.1 Ancoragem Convencional	16
2.4.2 Ancoragem Vertical (Tendões)	18
2.4.3 A Ancoragem Taut-Leg	18
2.5 EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA ANCORAGEM	19
2.5.1 Amarras	19
2.5.2 Cabos de Aço.....	21
2.5.3 Cabos de Fibra e Corda	23
2.5.3.1 Cabos de Poliéster.....	23
2.5.4 Causas e Vantagens da Utilização do Sistema de Ancoragem por Cabos de Poliéster.	24
2.5.5 Material.....	27
2.5.6 Constituição (Trama) do CP.....	31
CAPÍTULO 3: ANÁLISE DE CÁLCULO DOS ELEMENTOS E FORÇAS ENVOLVIDAS, NO AMBIENTE MARÍTIMO DE ACTUAÇÃO DO CABO DE POLIÉSTER.	33
3.1 VISÃO GERAL E CRITÉRIOS.....	33
3.1.1 Ventos.....	34
3.1.2 Ondas Marítimas.	35
3.1.3 Correntes.....	36
3.1.4 Instabilidade do Fundo.	36
3.2 FORÇAS ESTRUTURAIS E FLUIDO-INDUZIDAS EM ESTRUTURAS OFFSHORE.....	37
3.2.1 Forças Gravíticas e Flutuabilidade (Forças Hidrostáticas).	40

3.2.2	Forças Hidrodinâmicas.....	43
3.2.3	Equação de Morison.....	48
CAPÍTULO 4: RESTRIÇÃO AO PASSEIO POR CABOS.....		64
4.1.	CARACTERÍSTICAS DOS CABOS EM POLIÉSTER.....	66
4.2.	CABOS EM CATENÁRIA	74
4.3.	TEORIA CLÁSSICA DE CATENÁRIA ESTÁTICA.....	75
4.4.	FORÇA DE RESTAURO VERSUS DESLOCAMENTO.....	77
4.5.	ELABORAÇÃO DE PLANILHA DE CÁLCULO EM EXCEL PARA AVALIAÇÃO DA CATENÁRIA DOS CABOS DE AMARRAÇÃO.	81
CAPÍTULO 5: CASO PRÁTICO		85
5.1.	HISTORIAL DO CASO PRÁTICO.....	85
5.1.1	– A Plataforma Tahiti da Chevron.....	85
CAPÍTULO 6: CONCLUSÃO.....		96
REFERÊNCIAS		97
ANEXOS		101
ANEXO 1 - Cordas de Poliéster em Projectos da Petrobrás.		101
ANEXO 2 - Deslocamentos em Estruturas Flutuantes.....		102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais diferenças gerais entre os tipos de plataformas	10
Tabela 2 - Preço dos componentes do sistema de amarração em CP.	30
Tabela 3 - Parâmetros adimensionais importantes na análise de forças ambientais.	38
Tabela 4 - Simplificação dos coeficientes CM e CD para cilindros lisos e verticais	58
Tabela 5 - Valores recomendados para o coeficiente de arrasto do vento em offshore.	62
Tabela 6 - Principais características das fibras têxteis	67
Tabela 7 - Φ do CP x MBS.....	72
Tabela 8 - Tabela de fórmulas	81
Tabela 9 - Parâmetros iniciais	82
Tabela 10 – Parâmetros iniciais para o estudo dos cabos (em catenária).....	82
Tabela 11 - Equações Fundamentais no estado de repouso (catenária bem desenvolvida) ...	82
Tabela 12 - Aproximação da catenária a polinomial do III grau.....	83
Tabela 13 - Descrição das linhas de CP instaladas.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Troll da Shell, a maior plataforma offshore fixa do mundo – Comparação.	3
Figura 2 - Angola, Bloco 17, um local de investigação	6
Figura 3 - Vista geral dos principais tipos de plataformas	7
Figura 4 - Risers rígidos com flutuadores incorporados.....	8
Figura 5 – FPSO e esquema da produção submarina de petróleo.	9
Figura 6 - Plataforma semissubmersível	10
Figura 7 - Plataforma semissubmersível de Perfuração Instalada.....	11
Figura 8 - FPSO DALIA da TOTAL em Angola, Bloco 17.	12
Figura 9 - Vista 3D de um sistema DICAS	12
Figura 10 - Plataforma TLP.....	13
Figura 11 - Plataforma SPAR CLASSIC (Vista e corte).	14
Figura 12 - Sistema convencional de amarração.	17
Figura 13 - Sistema Taut-Leg.....	19
Figura 14- Elo extensor com malhete.....	19
Figura 15 - Elo comum sem malhete.....	20
Figura 16 - Elo de conexão tipo kenter.....	20
Figura 17 - Amarras compostas por elos com malhete e sem (à direita), cadeias (<i>chain</i>).	21
Figura 18 - Componentes do cabo de aço.....	21
Figura 19 - Carretel de cabo de aço.....	22
Figura 20 - Diversas secções de tipos de cabos de aço: a) Cabo de seis pernas com alma, b) Cabo com fios em espiral, c) Cabo de multipernas.....	23
Figura 21 - Evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental.....	25
Figura 22 - Comparação das Amarrações: Cabos de poliéster x Cabos de aço.....	26
Figura 23 - Conexões.....	27
Figura 24 - Conexão Duplo Olhal.	28
Figura 25 - Tipos de conexão de acordo com as direções de utilização dos CP.	28
Figura 26 - Comparação Preço x Tempo, do CP.....	29
Figura 27 - Amarração (Sistema Taut Leg).....	30
Figura 28 - Cabo de Poliéster.	31
Figura 29 - CP GAMA 98®.	32
Figura 30 - Esforços sobre a estrutura OS: esquema sintético.	33
Figura 31 - Planta esquemática da difracção de uma onda.....	39
Figura 32 - Ilustrações práticas do Princípio de Arquimedes.....	41
Figura 33 - Definição do Metacentro.	42
Figura 34 - Estabilidade longitudinal de um navio.	42
Figura 35 - Estudo da estabilidade estática de uma plataforma gravítica e forças resultantes de equilíbrio.	43
Figura 36 - Cilindro rígido e estacionário num fluido ideal com aceleração.	45
Figura 37 - Vórtices periódicos surgindo atrás de um cilindro rígido e estacionário.....	46
Figura 38 - Variação do número de Strouhal com o número de Reynolds.	47
Figura 39 - Representação das forças de difração num cilindro submerso.	53
Figura 40 - Limites de aplicação - Estrutura Estreita versus Larga.....	56
Figura 41 - Coeficientes de massa adicional e arrasto para um cilindro vertical oscilatório.	57
Figura 42 - Coeficiente de arrasto equivalente em fluxo estável CDS x rugosidade superficial relativa.	59
Figura 43 - Coeficientes de Arrasto CD em função de K/CDS (Mar Agitado).....	59
Figura 44 - Coeficientes de Arrasto CD/CDS em função de K (Mar Calmo).....	60
Figura 45 - Coeficientes de Inércia CM em função de K/CDS (Mar agitado).....	60

Figura 46 - Coeficientes de Inércia CM em função de K (Mar calmo).....	61
Figura 47 - Estrutura do Polímero PET	66
Figura 48 - Tensão x deformação, no regime elástico.....	68
Figura 49 – Gráfico comparativo da Tensão de ruptura dos materiais.....	68
Figura 50 – Gráfico comparativo: Tensão x Alongamento de vários materiais.....	69
Figura 51 – Gráfico MBL x Elongação.....	71
Figura 52 - Características técnicas do cabo GAMA 98	73
Figura 53 - Diversos cabos de ancoragem e seus diferentes formatos	74
Figura 54 - Representações de um cabo de ancoragem pouco esticado (catenária bem desenvolvida) e um cabo mais esticado (catenária pouco desenvolvida)	75
Figura 55 - Recomendações para obter a relação deslocamento horizontal versus carga aplicada, dependendo dos dados iniciais disponíveis	77
Figura 56 - Recomendações para obter a relação deslocamento vertical x carga aplicada, dependendo dos dados iniciais disponíveis	78
Figura 57 - Definição das variáveis usadas para descrever a catenária de um cabo	80
Figura 58 - Funções adimensionais universais na caracterização de catenárias	80
Figura 59 - Catenárias desenvolvidas pelos diferentes cabos.....	84
Figura 60 - Plataforma offshore Tahiti da Chevron.	85
Figura 61 - Vista e corte da secção transversal do CP GAMA 98®	86
Figura 62 - Localização geográfica da plataforma Tahiti no Golfo do México.....	87
Figura 63 - Equilíbrio de forças na plataforma Spar.	88
Figura 64 - Configuração do sistema de amarrações da Tahiti Spar.	89
Figura 65 - H-Link.....	89
Figura 66 - Peça de teste da linha de amarração.....	91
Figura 67 - Numeração das emendas e marcação.....	91
Figura 68 - Máquina de testes da Lankhorst.....	92
Figura 69 - Esquema de amarração típico em águas ultraprofundas com CP em Taut-Leg. .	93
Figura 70 - Um rebocador AHTS.	94
Figura 71 - Figura mostrando diferenças de intervenção no leito marinho, no campo de Marlim; se a ancoragem fosse convencional (circulo maior) e com o taut leg (círculos menores) de 45 graus.	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABS	American Bureau of Shipping
AHTS	Anchor Handling Tug Supply
API	American Petroleum Institute
BR	Petróleo Brasileiro SA, Petrobrás
BOP	<i>Blowout preventer</i> (Válvula de prevenção de rutura)
CALM	Catenary Anchor Leg Mooring
COPPE	Coordenação dos Programas de Pós-Graduação da UFRJ
CP	Cabo(s) de Poliéster
DICAS	Differentiated Compliance Anchoring System
DWM	Deep Water Mooring
E.P.	Empresa Pública
eq.	Equação
E.T.	Especificações Técnicas
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
HMPE	High Modulus Polyethylene
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.
ISO	International Standard Organisation
LDA	Lamina d'água, profundidade
MBL	Carga de Rotura mínima (<i>Minimum Breaking Load</i>)
MBS	Carga de Resistência mínima (<i>Minimum Breaking Strength</i>)
OS	Offshore
PET	Poliéster
PIB	Produto Interno Bruto
PUC	Pontifícia Universidade Católica
SALM	Single Anchor Leg Mooring
SONANGOL	Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola, E.P.
SPAR	Single Point Anchor Reservoir
SPM	Spread Mooring System
TLP	Tension Leg Platform
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UEZO	Universidade Estadual da Zona Oeste (Rio de Janeiro)
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UnIA	Universidade Independente de Angola
VLA	Vertical Loaded Anchor

LISTA DE SÍMBOLOS – SIMBOLOGIA

SÍMBOLOS LATINOS

- A: área superficial ou área projectada normal ao eixo da embarcação
 B: ponto de aplicação da força flutuante
 C_A : coeficiente de massa adicional
 C_D : coeficiente de arrasto
 C_{ds} : coeficiente de arrasto viscoso equivalente para um fluxo estável
 C_h : coeficiente de Hogben e Standing para a força horizontal (Teoria de Difracção)
 C_I e G_{η} : Centro de Impulsão
 C_L : coeficiente de elevação
 C_m : coeficiente de inércia
 c_0 : amortecimento da estrutura
 C_0 : coeficiente de correção para acção do momento proposto por Hogben e Standing (Teoria de Difracção)
 C_s : coeficiente da forma
 C_v : coeficiente de Hogben e Standing para a força vertical (Teoria de Difracção)
 d: profundidade da água (medida a partir da superfície livre da água)
 D e Φ : diâmetro
 E: cargas sísmicas hidrodinâmica
 E: módulo de elasticidade ou módulo de Young
 F: força do vento
 ΔF : variação de força aplicada
 εF : somatório de todas as forças hidrodinâmicas induzidas numa estrutura
 F_a : força devido a massa hidrodinâmica adicional
 F_D : força devido ao arrasto viscoso
 \vec{F}_{FK} = Força de Froude-Krylov
 F_I : força devido à inércia
 F_l : força de elevação
 f_s : frequência de ocorrência de vórtices
 f_x : frequência de vibração
 g: aceleração gravítica
 G: centro de gravidade
 H: altura da onda
 h: altura
 k: rigidez axial da estrutura
 K: parâmetro da rugosidade na superfície
 K_c : número de Keulegan-Carpenter
 L: comprimento
 L_B, L_c : Cargas laterais que actuam nas partes laterais devido ao vento e à corrente
 L_w : Carregamento cíclico devido às ondas
 m: massa do sistema global
 m_0 : massa real da estrutura
 m_a : massa hidrodinâmica adicional
 m virtual: massa virtual da estrutura
 M: metacentro
 M_B & M_c : Momento associado com as cargas laterais
 M_v : Momento associado com o carregamento excêntrico da plataforma
 M_w : momento cíclico

\vec{n} : vector normal do corpo
 p: pressão dinâmica
 ps: pressão hidrostática
 R: reacção de apoio
 Re: número de Reynolds
 St: número de Strouhal
 Sw: superfície molhada do corpo flutuante
 t: tempo
 T: período da onda
 Uvento: velocidade do vento
 U: componente do vector velocidade devido à onda (ou corrente) da água actuando normalmente no eixo do membro
 U: velocidade da onda
 \dot{u} : aceleração horizontal das partículas da água
 Ut: velocidade média da maré
 |U|: Valor absoluto de U
 u_0 : amplitude da velocidade da onda
 $u_t(0)$: velocidade da corrente da maré na superfície
 $u_w(0)$: velocidade da água à superfície provocada pelo soprar contínuo do vento
 V: volume ou peso próprio
 W: densidade da água
 w: peso por comprimento de um cabo
 x: deslocamento de translação horizontal da estrutura (*surge*)
 \dot{x} : velocidade de translação horizontal da estrutura
 \ddot{x} : aceleração de translação horizontal da estrutura
 Z e h: profundidade da água
 Z: altura da obtenção da velocidade do vento acima do nível do mar

SÍMBOLOS GREGOS

θ_0 : ângulo no ponto de contacto entre o cabo e o fundo do mar
 ζ : coordenada vertical de posicionamento do cabo
 ξ : coordenada horizontal de posicionamento do cabo
 ϵ : alongamento
 η : elevação da onda
 λ : comprimento da onda
 ρ : massa volúmica ou densidade
 μ : viscosidade dinâmica do fluido
 \bar{v} - velocidade média do fluido
 γ : peso volúmico
 σ : tensão
 δ : deslocamento
 $\delta U / \delta t$: componente do vector aceleração local da água actuando normalmente no eixo do

CAPÍTULO 1: OBJETIVOS E RELEVÂNCIA

1.1 INTRODUÇÃO

Com a descoberta de campos petrolíferos marinhos em águas cada vez mais profundas, agora com o surgimento de novas reservas localizadas e denominadas “no pré-sal”, a utilização de plataformas de exploração suportadas por estruturas rígidas e fixas ao fundo tornaram-se impraticáveis. Novas soluções foram desenvolvidas para possibilitar a exploração em alto mar em profundidades maiores que 400 metros e que chegam hoje a 2000 metros, que possibilitam linhas mais leves e mais rígidas. Uma das soluções mais empregadas em águas ultraprofundas é a utilização de unidades flutuantes ancoradas (BASTOS et al. 2010).

Do ponto de vista dos sistemas de ancoragem um dos maiores desafios é o aumento da profundidade do local em que a unidade irá operar. Em grandes profundidades torna-se impossível a utilização de sistemas convencionais compostos de amarras e cabos de aço e a adoção de novos materiais, como o poliéster, bem como a adoção de sistemas que trabalham sob tração, com raio curto, ficaram viáveis.

O desenvolvimento de linhas de ancoragem mais rígidas tem sido provocado pela necessidade de garantir os limites de passeio das unidades flutuantes a fim de não oferecer um risco excessivo às instalações que conectam a plataforma ao fundo do oceano. Em razão ao ótimo desempenho apresentado pelos cabos de poliéster em uso, se faz necessário a sua investigação como participantes de um sistema de ancoragem. Os estudos (ROSSI 2002, BASTOS et al. 2010 e LEITE et al. 2010), mostram que o cabo de poliéster, que é um composto de material sintético, apresenta uma flexibilidade axial bem maior que a do cabo de aço e das amarras, com a mesma carga de ruptura nominal e um peso submerso por unidade de comprimento bem menor.

O presente trabalho possibilitou observar resultados relativos às principais características de um cabo de ancoragem como acomodação, rigidez quase estática e rigidez dinâmica, resistência à fadiga, eficiência construtiva e tenacidade.

A partir de uma análise técnica dos resultados encontrados e dos conhecimentos adquiridos neste processo, foi possível identificar e visualizar de forma mais clara os próximos passos da tecnologia de ancoragem com cabos sintéticos, avaliando ainda a continuidade do poliéster como principal material empregado nesta aplicação. Assim sendo, pode-se dizer que este estudo representa um importante passo com o intuito de identificar e investir em tecnologias novas para o futuro dos cabos de ancoragem e da indústria petrolífera.

1.2 METODOLOGIA

Este trabalho é de pesquisa documental e trabalho com a realidade no campo das operações. A metodologia de pesquisa deste trabalho foi baseada em livros, documentação electrónica e da internet, artigos de revistas e jornais, bibliografia pertencente a diferentes empresas e próprias. Foi baseada também em seminários, palestras e formações feitas pelo autor em empresas petrolíferas. Foram executadas visitas técnicas a empresas fabricantes de cabos e petrolíferas, assim como em outras empresas correlatas em Angola, Brasil e Portugal.

Foram revistos vários trabalhos sobre o assunto (VAN-DESTE 2012; AMORIM 2010; LEITE et al. 2010, etc), assim com a bibliografia conexas aos mesmos e deles analisados dados fundamentais com esclarecimentos sobre aspectos que não estavam totalmente definidos.

1.3 PROBLEMÁTICA

A exploração de petróleo em alto mar é uma actividade relativamente nova do ponto de vista tecnológico e muitas fronteiras ainda estão para ser superadas. Do ponto de vista dos sistemas de ancoragem uma destas fronteiras é o aumento da profundidade da locação em que a unidade irá operar.

Nestas profundidades torna-se difícil a utilização de sistemas convencionais compostos de amarras e cabos de aço e a adopção de novos materiais, como o poliéster, bem como a utilização de sistemas que trabalham sob tracção, com raio curto, passam a tornar-se viáveis. O raio curto implica numa maior verticalidade da amarra e, portanto diminui o ângulo de inclinação com o solo, provocando um esforço de tracção menor no cabo, neste caso de poliéster.

Têm-se assim, portanto dois aspectos no projecto de ancoragem: a necessidade de uma escolha óptima que garanta menor custo e maior segurança. Diversas técnicas de optimização podem ser utilizadas para auxiliar uma tomada de decisão deste tipo: sistemas especialistas, redes neurais, optimização não linear de cálculo, métodos computacionais como programas analíticos, matemáticos e 3D.

1.4 OBJETIVOS

A seguir são descritos os objetivos gerais e específicos do trabalho.

1.4.1 Objetivos gerais

Os objetivos gerais desta Dissertação têm como base demonstrar que em *offshore* encontram-se estruturas sujeitas a carregamentos mais agressivos que em terra e que ultrapassam a magnitude destes revelando um grande campo de desenvolvimento para a engenharia civil, motivando por este motivo um maior numero de engenheiros civis a especializarem-se na área.

Inicialmente fez-se uma exposição geral do ambiente petrolífero dando a conhecer os aspectos gerais das unidades de produção flutuantes e as estruturas necessárias para a sua estabilidade. A mais alta estrutura feita pelo homem encontra-se no mar, como mostra a Figura 1, com a particularidade de ter sido transportada e não construída no local de funcionamento.

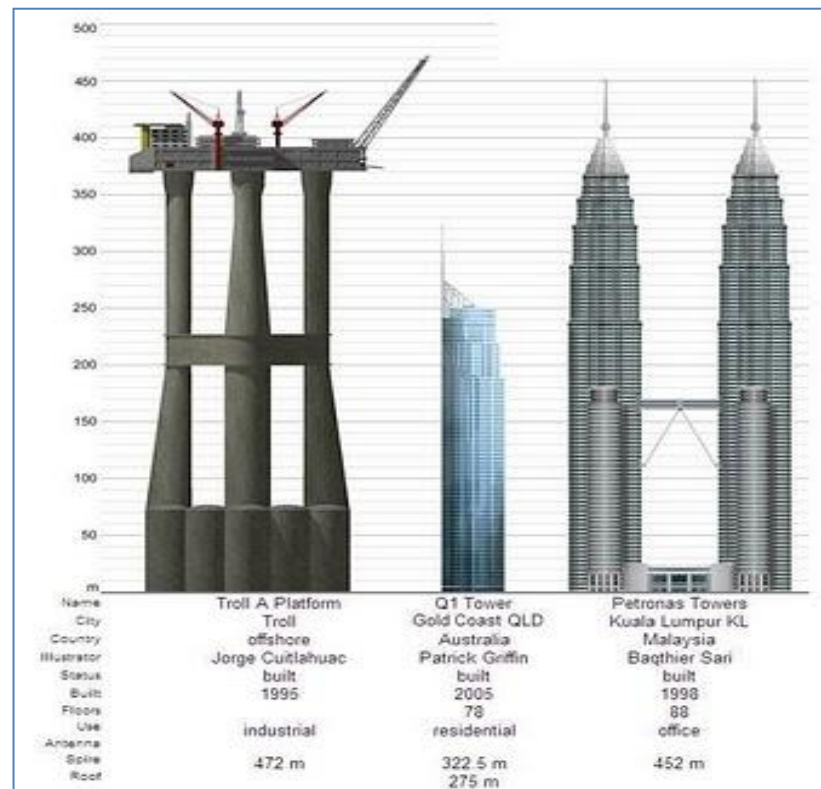


Figura 1 - Troll da Shell, a maior plataforma offshore fixa do mundo – Comparação.

1.4.2 Objectivos específicos

Os objectivos específicos deste trabalho são:

- conhecer elementos e técnicas construtivas de modo a poderem-se estudar métodos que permitam o estudo de optimização possibilitando ao engenheiro projectista desenvolver um sistema de ancoragem mais seguro e eficiente em termos do passeio da embarcação e das trações nas linhas de ancoragem baseadas em cabos de poliéster;
- analisar os efeitos dinâmicos do ambiente marítimo, sujeito também aos esforços eólicos sobre as estruturas de modo a resultar num dimensionamento seguro e económico;
- estudar e demonstrar as vantagens das amarrações em poliéster em si e em relação às de aço, dando enfoque principal nas ancoragens com cabos de poliéster.

1.5 JUSTIFICATIVA

O petróleo tornou-se fundamental e activamente presente na vida da sociedade como fonte geradora de energia. A *comoditie* tornou-se tão importante que é actualmente o recurso natural mais explorado e responde por 85% do PIB de Angola.

A economia Angolana é baseada na produção do petróleo e nas actividades que a suportam, já que produz aproximadamente 2.000.000 (dois milhões) de barris de petróleo por dia. Simultaneamente com o aumento da produção do petróleo no mar, ocorre também a necessidade do aumento da construção de novas plataformas, assim como o desenvolvimento de novas tecnologias para atingir reservatórios em águas cada vez mais profundas.

Em 1962, foi efectuado o primeiro levantamento sísmico offshore em Cabinda pela Cabinda Gulf Oil Company, actual Chevron; após um período de 6 anos de prospecção sísmica ao longo da costa, a produção comercial no mar teve o seu início em 1968, na província de Cabinda. Estima-se que a Chevron tenha mais de 500 (quinhentas) plataformas em operação no Bloco 0 (Cabinda).

A exploração *offshore* em Angola encontra-se em três bacias principais: Bacia do Congo; Bacia do Kwanza e a Bacia do Namibe. Estas explorações estão divididas em 50 blocos, na qual 24 estão em operação; destes 24 blocos, em 12 são feitas explorações em

águas rasas (até 300m), 8 em águas profundas (entre 300 e 1500m) e 4 em águas ultraprofundas (acima de 1500m).

A Bacia do Congo já está em amplo funcionamento sem utilização de cabos de poliéster (CP). Em 2014 inicia-se a exploração da Bacia do Kwanza onde há a expectativa de virem-se a utilizar amarrações com CP pela primeira vez em Angola.

A indústria petrolífera tem o seu corpo de funcionários, principalmente baseado em perfis profissionais ligados à área do conhecimento da química e da mecânica. A Engenharia Civil quase sempre alheia ao seu dia-a-dia produtivo, deve ter um papel mais preponderante contribuindo, assim com uma mais-valia.

Pretende-se com este trabalho, agregar valor à indústria petrolífera em geral e à Engenharia Civil em particular. A garantia do equilíbrio das estruturas *offshore* através de suas amarrações em poliéster é o mote deste trabalho.

1.6 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

O estudo fez inicialmente uma abordagem geral do tipo de plataformas *offshore* petrolíferas existentes para efeitos de dar uma visão ampla do ambiente de exploração petrolífera tendo em seguida se dedicado às características específicas dos CP e a sua utilidade inovadora no campo da engenharia.

Analisaram-se também os trabalhos de amarração em poliéster no Brasil, onde a Petrobrás (BR) foi mundialmente a pioneira e utiliza este método há alguns anos (MORAIS 2013) além de fazer as devidas ilações com os campos petrolíferos de Angola onde ainda não se utilizam CP, principalmente no bloco 32 (Figura 2) no campo do Kaombo, onde provavelmente poderá ser usado pela primeira vez esse novo tipo de amarração.

A área de estudo ultrapassou os limites da África e da América do Sul, tendo sido feita uma visita técnica a um dos maiores fabricantes mundiais de cabos para amarrações em poliéster localizado na Europa, no norte de Portugal, em Maio de 2013.

Por fim fez-se uma análise da amarração da plataforma Tahiti Spar no Golfo do México. Em termos amplos, é o ambiente marítimo e o seu solo, o local do presente estudo.

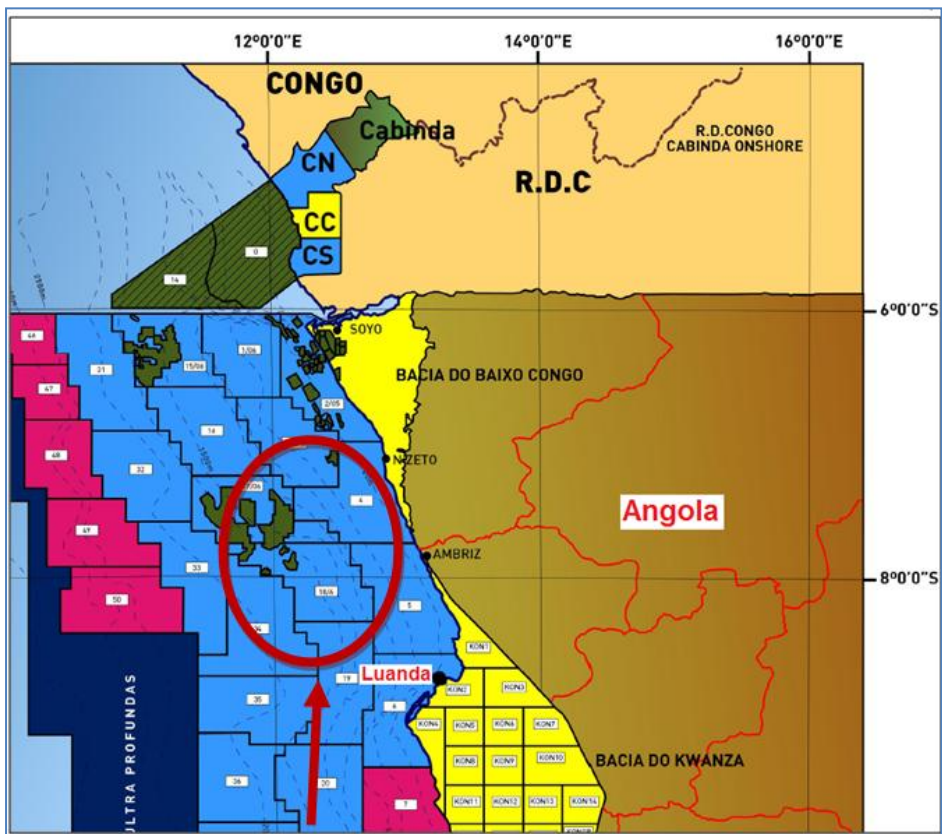


Figura 2 - Angola, Bloco 17, um local de investigação (Fonte: SONANGOL).

1.7 RESULTADOS ESPERADOS

Pretende-se com este trabalho agregar valor à indústria petrolífera, à Engenharia Civil e também à economia angolana com a diminuição de custos nos sistemas de ancoragem, nos “*top side*”¹ e simultâneo aumento de produtividade devido à menor derivabilidade e aumento da fluabilidade das plataformas.

Outro resultado desejado, é que este trabalho sirva de fonte de consulta e de inspiração para outros pesquisadores, estudantes e técnicos, podendo contribuir como base para uma evolução científica maior no ramo petrolífero.

¹ - “Parte de cima”, a parte de uma plataforma ou navio, acima do nível de água, ou de flutuação da embarcação.

CAPÍTULO 2: O AMBIENTE PETROLÍFERO E TÉCNICO DO OFFSHORE.

2.1 CAMPO INOVADOR DA ENGENHARIA.

A exploração de petróleo em águas ultraprofundas pode-se considerar recente, data de apenas de cerca de 20 anos para cá e está em constante evolução.

A evolução na exploração de petróleo vem ocorrendo, com mais frequência, em águas cada vez mais profundas gerando um desenvolvimento crescente nas estruturas anteriormente usadas para ultrapassar os obstáculos técnico e econômico envolvidos na operação, provocando assim recentes inovações. Isso leva a constantes reavaliações principalmente quando se consideram os efeitos dinâmicos deste ambiente marítimo sujeito também aos esforços eólicos sobre as estruturas.

As estruturas *offshore* utilizadas na exploração de petróleo podem ser classificadas como fixas ou flutuantes, conforme mostra a Figura 3.

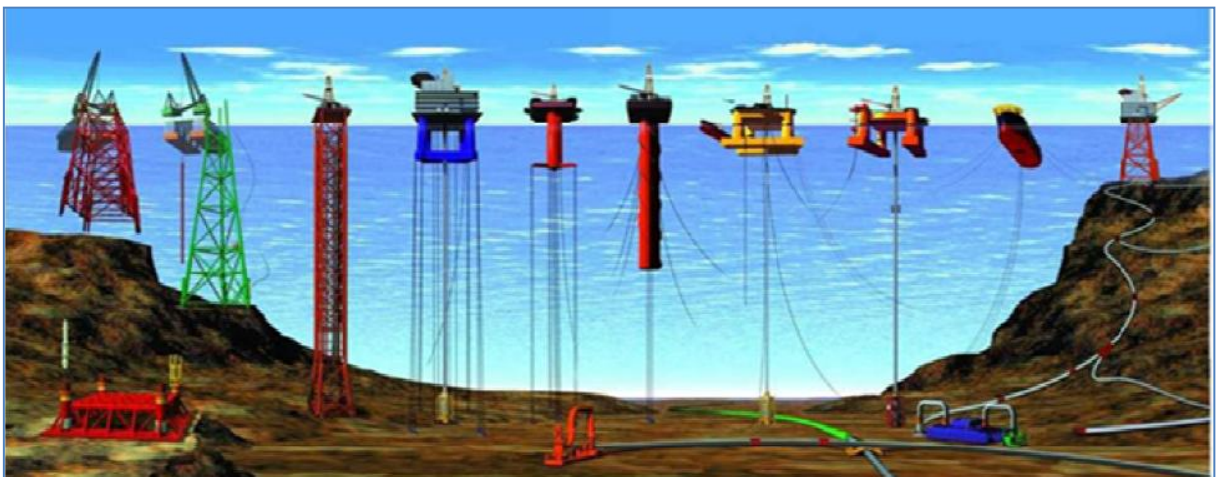


Figura 3 - Vista geral dos principais tipos de plataformas (MEDEIROS 2009).

O posicionamento das unidades flutuantes durante as operações de exploração de óleo é garantido pelas linhas de ancoragem, que são estruturas flexíveis compostas, geralmente, por cabos de aço ou cabos sintéticos (normalmente poliéster). Tanto a fixação das unidades flutuantes por meio de ancoragem, quanto o transporte de óleo e informações entre o fundo do mar e o conjunto flutuante são feitos através de estruturas esbeltas comumente chamadas de linhas. As linhas mais importantes são: os *wellhead jumpers*² (na posição horizontal, que

² - Extratores da cabeça do poço

ligam as cabeças do poço, i.e. *Christmas Trees*³, aos *manifolds*⁴), as linhas de produção (i.e. *flowlines*⁵, na posição horizontal, que ligam os *manifolds* aos *risers*⁶ em catenária ou torres *riser*), os *risers* (na vertical, que asseguram a ligação das linhas de produção à embarcação, podendo ser rígidos ou flexíveis) e os umbilicais (nas posições vertical e horizontal, que servem diversos propósitos, como alimentação de energia e injeção de químicos nos *manifolds* e cabeças de poço), ver Figuras 4 (WIKIPEDIA 2013) e 5 (TOTAL 2007, VAN DESTRE 2012) em baixo.



Figura 4 - Risers rígidos com flutuadores incorporados.

³ - Literalmente, árvores de natal, é um conjunto de válvulas de pressão usadas para controlar o fluxo do petróleo/gás e/ou injeção principalmente de gás.

⁴ - Conjunto de válvulas sobre o leito marinho, que separa principalmente o gás do poço, do petróleo.

⁵ - Linhas de fluxo.

⁶ - *To rise* = subir

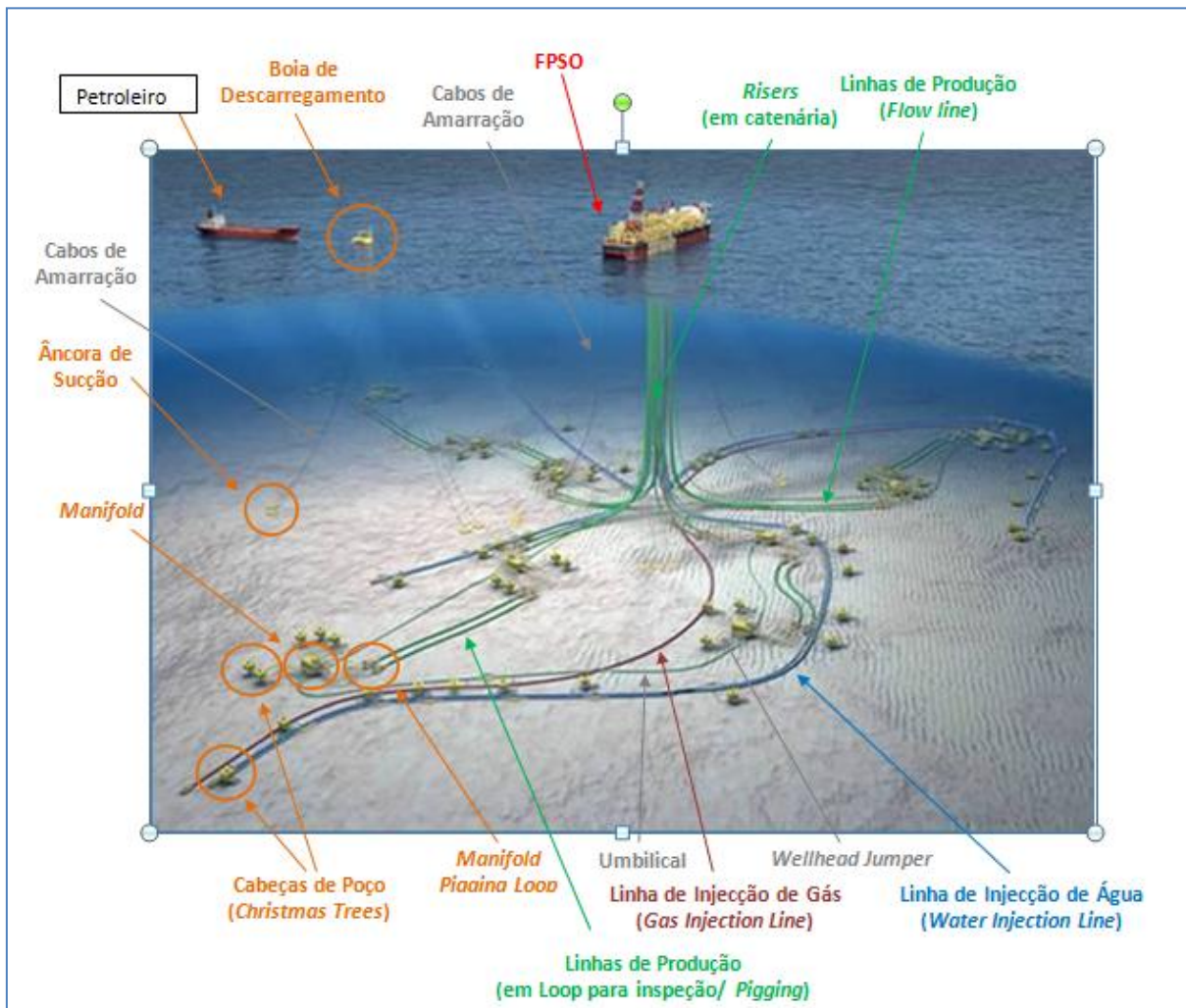


Figura 5 – FPSO e esquema da produção submarina de petróleo.

A principal característica das linhas é a sua esbelteza em relação ao comprimento. Sua análise estrutural é complexa devido às grandes não linearidades decorrentes desta esbelteza (ALBRECHT 2005 e CARBONO 2005).

2.1.1 Descrição do Ambiente Tecnológico

O conjunto de equipamentos utilizados para exploração e retirada de petróleo no mar são conhecidos como “Sistemas Offshore” e compreendem basicamente cinco grupos (ALEXANDRE 2013): o casco, as linhas, os equipamentos submarinos, os poços e as amarrações (ancoragem e amarras).

As plataformas *offshore* dividem-se em fixas e flutuantes. A Tabela 1 mostra as principais diferenças existentes entre elas. As plataformas fixas têm o seu modo de instalação de acordo com a sua estrutura (geometria e peso) enquanto as plataformas flutuantes diferem no modo de amarração que actua sob o casco.

Tabela 1 - Principais diferenças gerais entre os tipos de plataformas

Plataformas	Fixas	Flutuantes
Capacidade de Carga	Capacidade da Fundação	Capacidade da Flutuação
Acesso ao poço	Tubagens rígidas	Risers flexíveis
Cargas ambientais	Suportadas pela resistência da estrutura e da fundação	Suportado pela inércia, estabilidade, empuxo e resistência de ancoragem
Construção	Armação tubular	Grelha de chapas e perfis (casco)
Transporte	Por balança até ao local, depois lançado e erguido na posição	Rebocado ou transportado até ao local e preso nas amarras já instaladas
Normas e Regulamentos	Regras industriais petrolíferas e governamentais	Regras da indústria petrolífera, governamentais e marítimas

O presente trabalho centrar-se-á nas flutuantes.

As flutuantes dividem-se em:

- a) Semi-submersíveis (Figura 6) em que a amarração é feita através de várias linhas distribuídas (*spread mooring*⁷);

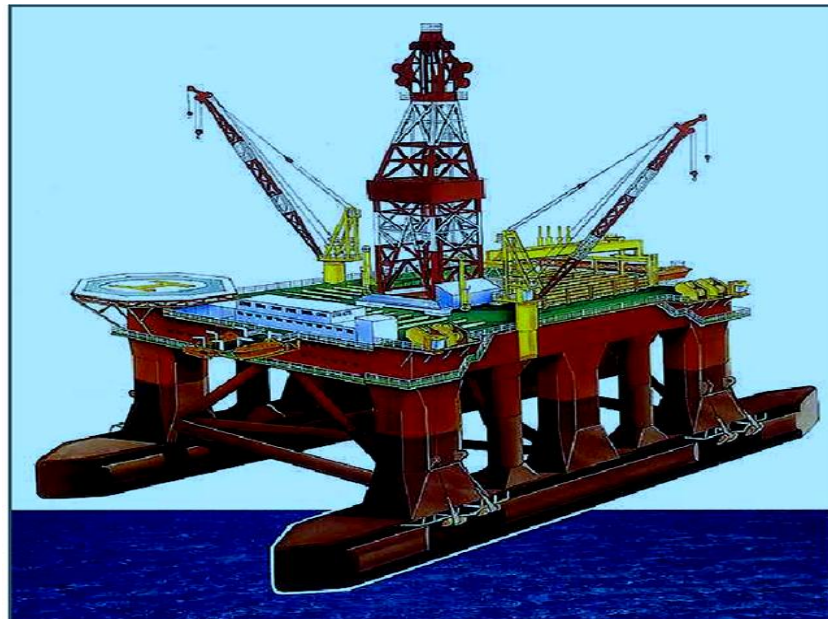


Figura 6 - Plataforma semissubmersível

A Figura 6 mostra o que normalmente na indústria do petróleo chamam de *top side*, a parte de cima do conjunto do equipamento do poço de petróleo, comumente a própria plataforma.

A Figura 7 mostra a plataforma e suas necessárias amarrações.

⁷ - *Spread mooring* = amarração distribuída, espalhada.

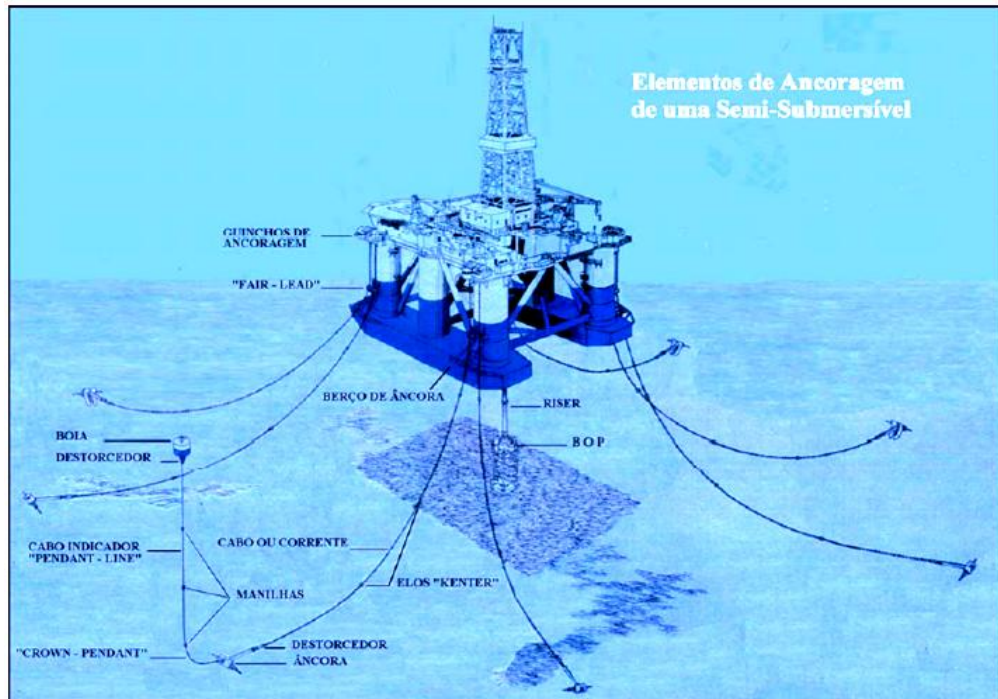


Figura 7 - Plataforma semissubmersível de Perfuração Instalada

b) FPSO (Floating Productions Storage and Offloading)

Há três maneiras principais de ancorar o FPSO (AMORIM 2010):

- i) *Single Point Mooring*, que consiste na amarração em um único ponto;
- ii) *Spread Mooring*, onde a amarração é feita em vários pontos da embarcação, distribuída;
- iii) *Turret*, que assim como o primeiro, consiste na amarração em único ponto.

Na amarração em único ponto, a principal vantagem é o alinhamento que o sistema permite entre a embarcação e os esforços de ordem ambiental, como corrente, vento e onda. Desta forma os esforços provocados pelas forças actuantes no casco do navio são minimizados.

O sistema de amarração em vários pontos utilizado na ancoragem de um FPSO (TOTAL 2007, Figura 8) é o sistema DICAS (*Differentiated Compliance Anchoring System*⁸), que consiste na utilização de várias linhas de ancoragem (AMORIM 2010), distribuídas em torno da embarcação, conforme mostra a Figura 9.

⁸ - *Differentiated Compliance Anchoring System* = Sistema de ancoragem com complacência variável.



Figura 8 - FPSO DALIA da TOTAL em Angola, Bloco 17.

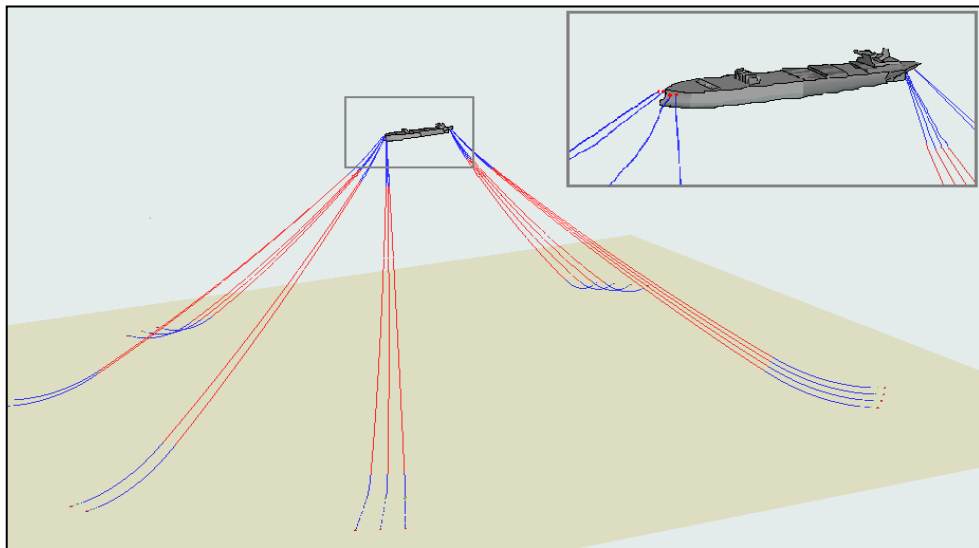


Figura 9 - Vista 3D de um sistema DICAS

- c) TLP (*Tension Leg Platform*⁹) em que a plataforma é ancorada por meio de tendões verticais (Figura 10);

⁹ *Tension Leg Platform* = Plataforma com as “pernas” tensionadas.

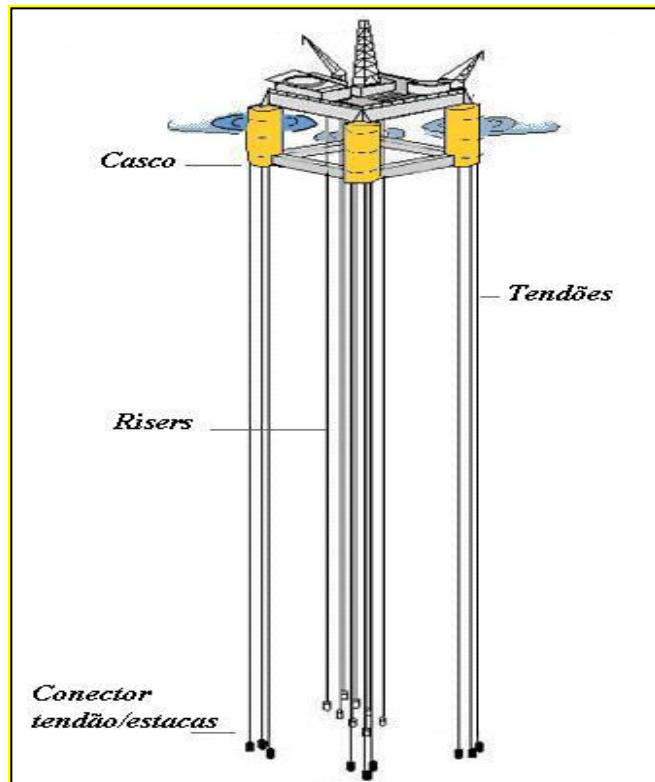


Figura 10 - Plataforma TLP.

- d) SPAR¹⁰ na qual o sistema de amarração é feito por linhas convencionais de ancoragem dispostas em catenária (*spread mooring*) ou em *Taut-leg* a 45° com CP, como se vê na Figura 11 (GLOBAL 2013):

¹⁰ - *Single Point Anchor mooring reservoir* = Reservatório amarrado com um único ponto de âncora.

2.2 ANCORAGEM

Sistemas de ancoragem datam de tempos imemoráveis devido à necessidade de se evitar a deriva da embarcação. Com advento da exploração de petróleo em mar aberto, os sistemas de ancoragem passaram a receber maior atenção criteriosa. Foram inicialmente cabos de aço, que por serem mais leves que as amarras, permitiram a ancoragem em águas mais profundas sem aumento da parcela de deslocamento para sustentar o sistema de ancoragem (ROSSI 2002).

Os sistemas de ancoragem e as fundações são partes vitais das unidades flutuantes e a integridade estrutural de todos os elementos que compõem os sistemas de produção depende diretamente dos mesmos.

A tecnologia de ancoragem tem avançado muito nos últimos dias, mas a forma mais usual de manter o posicionamento de unidades flutuantes para produção de petróleo em alto mar ainda continua preferencialmente sendo realizado através da utilização de linhas de amarração presas ao fundo por meio de âncoras ou estacas. Este sistema deve ser capaz de garantir uma rigidez tal que o movimento da unidade seja mínimo sem que as forças envolvidas ultrapassem limites de segurança pré-estabelecidos (ALBRECHT 2005). O material que vem sendo pesquisado por representar vantagens econômicas e técnicas é o poliéster.

Em 1986, a Petrobrás realizou testes na Plataforma P-9, ancorada por amarras em catenária, no campo de Corvina, em 230 m de lâmina d'água, inserindo um cabo de Kevlar de 50 m de comprimento em uma de suas linhas de ancoragem.

Em 1992, DEL VECCHIO citado por ROSSI (2002), concluiu que cabos de fibra de poliéster constituem uma solução excelente para sistemas de ancoragem em águas ultraprofundas.

2.3 CONFIGURAÇÕES DE ANCORAGENS

De acordo com a geometria das linhas, diferentes configurações são utilizadas na ancoragem de estruturas flutuantes, como ancoragens em catenária (convencionais), ancoragem tipo *taut-leg* (linhas inclinadas tracionadas) e ancoragem vertical (utilizando tendões, TLP). O critério de escolha do tipo de ancoragem depende principalmente do tipo de embarcação, da lâmina de água, da quantidade de *risers*, do tipo de operação e do custo envolvido.

2.4 LINHAS DE ANCORAGEM OU DE AMARRAÇÃO

As linhas de um sistema de ancoragem podem ter uma composição homogénea ou heterogénea, mais usada esta em águas ultraprofundas visando minimizar o peso suspenso.

As linhas de amarração podem ser constituídas a partir de amarras ou correntes de elo de aço, cabos de aço, cabos sintéticos (poliéster) ou através da combinação destes tipos de material. A característica fundamental destes materiais é que os mesmos apresentam uma boa flexibilidade ou, em outras palavras, uma rigidez à flexão desprezível. É esta característica que leva as linhas de amarração a assumirem a forma de uma catenária quando instalada numa unidade flutuantes.

As linhas de amarração transferem os esforços desenvolvidos pelo ambiente marinho actuantes na estrutura (plataforma offshore) ao solo através de estacas e/ou ancoras.

As linhas de ancoragem têm como função o fornecimento das forças de restauração que mantêm em posição os sistemas flutuantes, tais como, plataformas semi-submersíveis ou navios. São estruturas esbeltas dispostas em catenária (ancoragem convencional), linhas retesadas (*taut-leg*) ou tendões verticais (TLP). Os materiais mais utilizados nas linhas de ancoragem são as amarras de aço, os cabos de aço e mais recentemente os cabos de poliéster. Normalmente utilizam-se amarras nos trechos iniciais e finais das linhas de ancoragem por este material ser mais resistente ao manuseio e ao atrito com o fundo, e com os guinchos das plataformas (ALBRECHT 2005).

2.4.1 Ancoragem Convencional

A ancoragem cujas linhas possuem a forma de catenária é denominada de ancoragem convencional (Figura 12). Esta técnica de ancoragem é utilizada em operações de produção ou perfuração. A ancoragem em catenária mantém a unidade flutuante em uma locação através da força de restauração das linhas. As linhas ancoradas são presas ao fundo do mar por âncoras de resistência horizontal. Uma das características interessantes deste tipo de ancoragem é que o próprio trecho de linha apoiado no fundo contribui com a força de restauração através do atrito com o fundo. No entanto, o custo da linha é aumentado pela necessidade deste grande trecho no fundo, geralmente de amarra (ALBRECHT 2005).

Para atender aos critérios de projeto para passeio das unidades flutuantes ancoradas, faz-se necessário ter um raio de ancoragem¹¹ razoavelmente grande. Consequentemente, em um campo de exploração de petróleo, isto gera um congestionamento entre as linhas de ancoragem e linhas de outra unidade próxima ou com os dutos e com os equipamentos submarinos. Em relação a um navio, a plataforma semissubmersível é menos sensível à direcção dos carregamentos ambientais, por isso a distribuição simétrica de linhas de ancoragem em torno da embarcação é mais utilizada. Esta configuração é conhecida como SPM (*Spread Mooring System*).

Este tipo de amarração além de restringir os movimentos lineares no plano, restringe também o movimento angular (variação do aproamento da unidade).

Neste tipo de sistema as linhas de ancoragem encontram-se distribuídas em pontos de conexão em torno da embarcação. Este sistema de ancoragem tem sido largamente empregado em navios e plataformas semi-submersíveis de produção, e fornece um alinhamento parcial com a pior direcção do carregamento ambiental. As linhas desse sistema são em catenária simples, flutuadores ou pesos intermediários, ancoradas ao fundo do mar através de âncoras de arraste, âncoras de carga vertical, estacas de sucção ou estacas torpedos.



Figura 12 - Sistema convencional de amarração.

¹¹ - Distancia projectada, do eixo da embarcação até o ponto de amarração no leito marinho.

2.4.2 Ancoragem Vertical (Tendões)

Este tipo de ancoragem baseia-se na utilização de tendões verticais que precisam estar sempre tracionados devido ao excesso de empuxo proveniente da parte submersa da embarcação.

Os tendões podem ser de cabo de aço ou material sintético, proporcionando alta 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; Este tipo de ancoragem é usado principalmente em plataformas TLP (*Tension Leg Platform*¹²), mas também pode ser adotado em boias, entre outras estruturas flutuantes. Observar a Figura 10.

2.4.3 A Ancoragem Taut-Leg.

É constituído por linhas esticadas em que as suas extremidades possuem cabos de aço ou amarras, e no seu trecho intermediário cabos de poliéster que apresentam maior elasticidade que o cabo de aço para a mesma carga de ruptura.

O sistema Taut-Leg¹³ (Figura 13) difere do convencional no facto de que ela não possui trechos apoiados sobre o leito marinho; o seu raio de ancoragem e o comprimento da linha são sensivelmente menores do que no caso convencional o que traz grandes benefícios. Esse tipo de ancoragem transfere para o solo tanto forças horizontais quanto verticais.

¹² - *Tension Leg Platform* = Plataforma com apoios (perna) tensionados.

¹³ - *Taut-Leg* = Amarração esticada (literalmente, “perna esticada”).

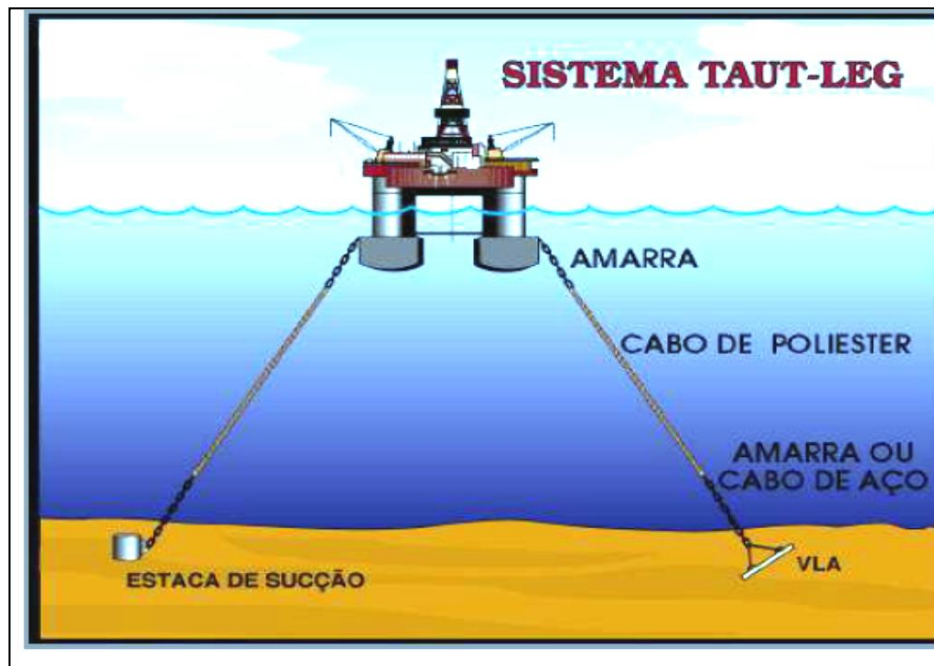


Figura 13 - Sistema Taut-Leg.

2.5 EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA ANCORAGEM.

2.5.1 Amarras

A amarra é a denominação comum no mundo do petróleo de uma corrente com elos de aço, com malhete¹⁴ (Figura 14) ou sem malhete¹⁵ (Figura 15).

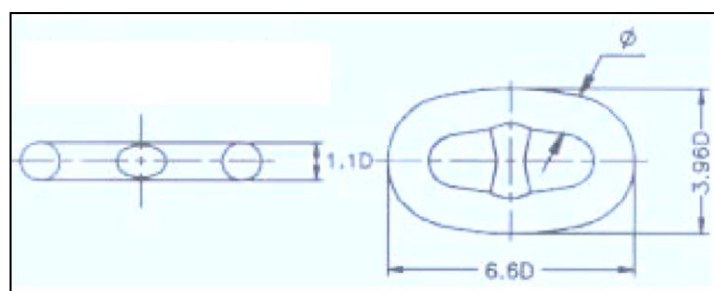


Figura 14- Elo extensor com malhete.

¹⁴ - stud link

¹⁵ - open end link

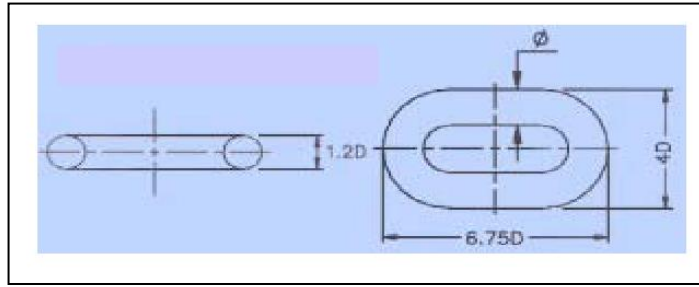


Figura 15 - Elo comum sem malhete.

O tipo de amarra mais utilizado na ancoragem de plataformas são as que possuem elos com malhete. O malhete impede a ascensão dos elos evitando que se atritem ou entrelacem.

As dimensões de um elo de corrente são múltiplos do seu diâmetro.

O grau de uma amarra indica a tensão de escoamento do aço¹⁶ utilizado na sua fabricação.

Normalmente limita-se como carga mínima de ruptura na cadeia a ser usada o valor de 400 t (ou valor mínimo acima da tabela ORQ) e o diâmetro de 3" do elo. Quanto maior o percentual de carbono, maior é a resistência do aço. As amarras de grau 3, 4 e 5, possuem a tensão de cedência de 4200, 5900 e 7700 Kgf/cm² respectivamente (ABS 2009). As amarras de grau 3 para cima são as utilizadas em sistemas OS enquanto as de grau 1 e 2 são mais utilizadas em navios mercantes (ALEXANDRE 2013).

Existem muitos tipos de componentes utilizados para unir duas partes de corrente. O mais comumente empregado é o elo Kenter (Figura 16).

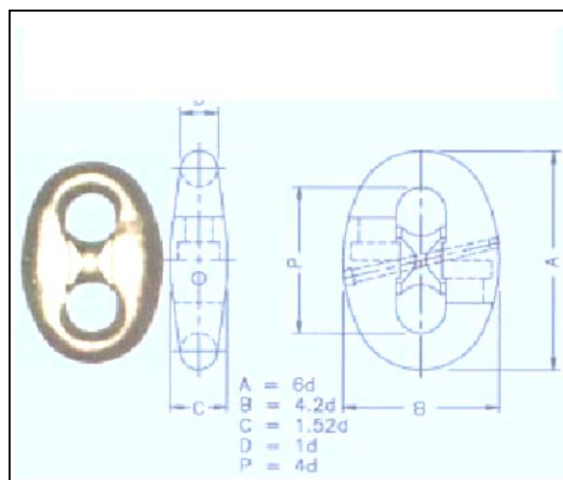


Figura 16 - Elo de conexão tipo kenter.

¹⁶ - Tensão de cedência ou do limite elástico (é o limite entre o fim da deformação elástica e início da plástica, sendo esta permanente).

Embora estes elementos tenham carga de ruptura igual ou superior a de uma corrente de mesma dimensão, a durabilidade à fadiga¹⁷ é sensivelmente menor. Portanto, as linhas de ancoragem devem utilizar o menor número possível destes elos (ALBRECHT 2005). A Figura 17 ilustra os dois tipos de elos componentes da amarra (VIKING 2013).



Figura 17 - Amarras compostas por elos com malhete e sem (à direita), cadeias (*chain*).

2.5.2 Cabos de Aço

Os cabos de aço (Figura 18) são formados por fios de aço enrolados e agrupados, formando o que se chama de perna. As pernas são enroladas em espirais, em torno de um elemento central, denominado núcleo ou alma, em aço ou em outros tipos de materiais.

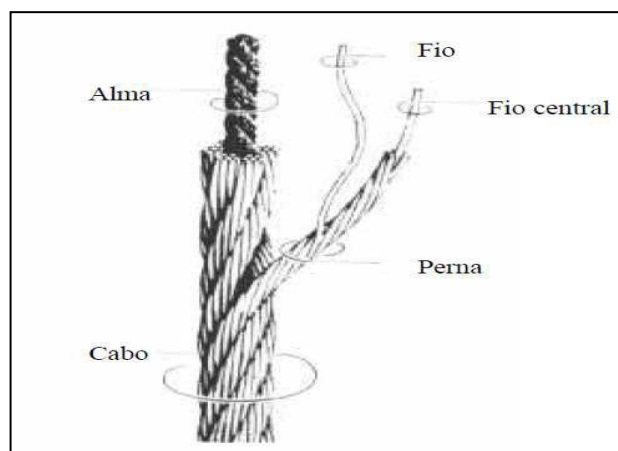


Figura 18 - Componentes do cabo de aço.

¹⁷ - Trata-se da ruptura do aço após progressivos ciclos repetidos de tensão e deformação. Representa-se graficamente com as abscissas em escala logarítmica, chamado gráfico SxN.

Os principais tipos de cabo de aço empregados na ancoragem de sistemas flutuantes são o “*six strand*” e o “*spiral strand*”. Os cabos “*six strand*” são mais comumente utilizados em unidades de perfuração devido ao seu fácil manuseio. Já cabos do tipo “*spiral strand*” são empregados mais frequentemente em unidades de produção devido à sua resistência e durabilidade.

Os cabos “*spiral strand*” com torque balanceado são melhores que os cabos “*six strand*” e podem ter uma durabilidade muito grande quando são encapados com uma camada plástica. A desvantagem deste tipo de cabo é que ele é mais caro e deve ter um raio de curvatura mínimo de aproximadamente $22D$, onde D é o diâmetro externo do cabo. Esta limitação dificulta o manuseio e a utilização em guinchos com tambor, o que torna a sua aplicação mais adequada para unidades de produção do que para unidades de perfuração (ALBRECHT 2005).

A Figura 19 ilustra o cabo de aço no tambor do guincho.



Figura 19 - Carretel de cabo de aço

A corrosão da trança metálica é um problema que ocorre frequentemente e pode ser diminuído com o emprego de cabos galvanizados. Atualmente, a vida útil de um cabo de ancoragem é inferior à de uma amarra. Em relação à resistência dos arames que formam o cabo, normalmente são empregados dois tipos: IPS (*Improved Plow Steel*¹⁸) ou EIPS (*Extra Improved Plow Steel*¹⁹). O cabo com fios EIPS é mais resistente à tração e recomendado para unidades flutuantes (ALBRECHT 2005).

Na Figura 20 são mostrados alguns perfis transversais de cabos em aço trefilados.

¹⁸ - *Improved Plow Steel* = Aço de alta resistência trançado em espiral.

¹⁹ - *Extra Improved Plow Steel* = Aço extra de alta resistência trançado em espiral.

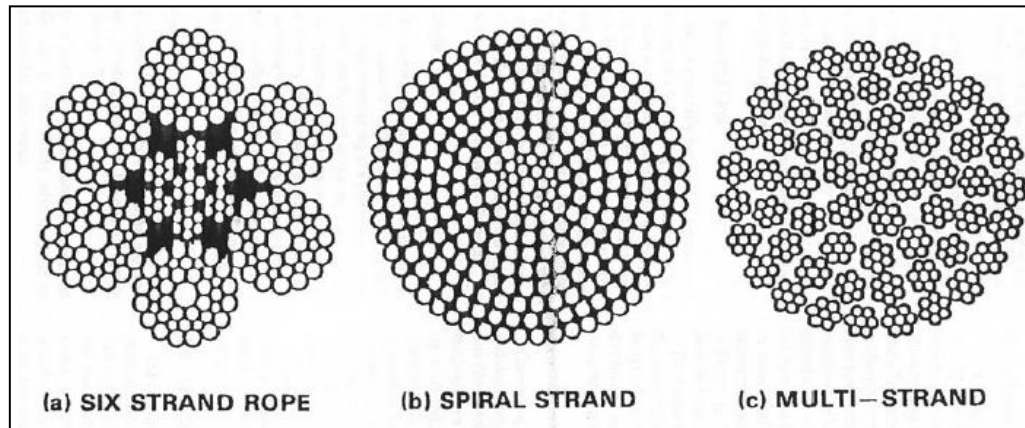


Figura 20 - Diversas secções de tipos de cabos de aço: a) Cabo de seis pernas com alma, b) Cabo com fios em espiral, c) Cabo de multipernas.

2.5.3 Cabos de Fibra e Corda

Cabos de fibra e cordas são formados por fios naturais ou sintéticos, torcidos e retorcidos em forma de hélice, utilizados para tração. Normalmente, classificam-se como cabos todos os cabos sintéticos, e como cordas, todos os cabos feitos de qualquer fibra (ALBRECHT 2005).

As fibras mais frequentemente utilizadas são: sisal (mais em navios de pequeno porte e já pouco utilizado há bastantes anos), polietileno, poliamida (que tem o nome comercial de *nylon*), poliéster (o PET, muito utilizado para ancoragem de plataformas, esperando-se que atinja uma vida útil de 25 anos), polipropileno, poliaramida (cuja fibra possui grande módulo de elasticidade e tem nomes comerciais tais como *Kevlar*, *twaron* e *technora*) e *HMPE* (*High Modulus Polyethylene*, que tem nomes comerciais tais como *dyneema* e *spectra*).

2.5.3.1 Cabos de Poliéster.

Deu-se ao longo dos capítulos anteriores uma ampla visão e conhecimento do ambiente petrolífero OS.

Devido ao crescente uso dos cabos de poliéster em função das suas vantagens e antevendo-se como o material de maior utilização no futuro, serão então estes estudados nos capítulos seguintes.

Poliéster é um material pertencente à uma categoria de polímeros que contém o grupo funcional éster na sua cadeia principal. Apesar de existirem muitos poliésteres, o substantivo masculino "poliéster" como material específico refere-se ao polietileno tereftalato (PET). Os poliésteres incluem produtos químicos que ocorrem naturalmente, tais como a cutina presente na cutícula das plantas, e produtos químicos sintéticos obtidos por policondensação tais como

o policarbonato e polibutirato. Os poliésteres naturais e alguns sintéticos são biodegradáveis, mas a maioria dos últimos não.

Dependendo da sua estrutura química, o poliéster pode ser termoplástico ou termoendurecido, no entanto a maioria dos poliésteres comuns são termoplásticos.

Os poliésteres, como materiais termoplásticos que são, mudam de forma após aquecidos. Apesar de ser um material combustível a altas temperaturas, tem tendência a encolher ao afastar-se da chama e a autoextinguir-se após a ignição. As fibras de poliéster possuem uma elevada tenacidade²⁰ e módulo de Young²¹, bem como baixa taxa de absorção de humidade e encolhimento mínimo quando comparada com outras fibras industriais (WIKIPÉDIA 2013).

2.5.4 Causas e Vantagens da Utilização do Sistema de Ancoragem por Cabos de Poliéster.

A descoberta de importantes reservatórios de petróleo a cada vez maior profundidade, a partir da segunda metade da década de 80, levou a uma crescente necessidade de redução do raio de amarração das plataformas de produção. O espaço ocupado por essas plataformas começou causando congestionamento excessivo no fundo do mar, gerando dificuldades no arranjo submarino, o que provocou um aumento do comprimento de *risers*, criando uma maior necessidade de posicionamento dinâmico nas plataformas, aumentando assim os custos dos projectos de exploração para os campos. A empresa brasileira PETROBRAS foi a pioneira na redução do raio de amarração²² por CP, tornando-se item imperativo após a descoberta em águas ultraprofundas de petróleo nos campos de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador.

O conceito de amarração por cabos tensionados com o mínimo de catenária (tendões) surgiu como resultado da necessidade de uma redução no passeio da plataforma. A solução, que começou a ser pesquisada foi um sistema que permitia em alterar a configuração geométrica da catenária das amarras do sistema convencional por outro gerado pela elasticidade de um material, no caso viria a ser o poliéster, que se permitia auto-comprimir.

Para além de ser elástico, o material procurado precisaria ser leve, uma vez que esta característica foi essencial para garantir a viabilidade de operações em águas ultraprofundas e evitar que uma parte das linhas fosse fixada permanentemente no solo o que aumentaria assim o raio da amarração.

²⁰ - É a energia mecânica necessária para levar o material ao colapso (ruptura). É definida pela área do Gráfico, Tensão x Deformação.

²¹ - Ou de elasticidade

²² - Aproximando-o do mesmo valor da LDA e de 45° a inclinação do cabo.

Impulsionada pela necessidade de reduzir o raio de amarração devida à perspectiva aberta pelos promissores resultados do trabalho de pesquisa feito com poliéster, testes laboratoriais realizados por Del Vecchio (ARAÚJO et al. 2001) em 1992 e um estudo realizado pela Universidade de São Paulo, em 1993, levou a BR a decidir a usar cordas de poliéster nas suas plataformas de produção.

De posse dos resultados de todo esse trabalho de pesquisa, realizado em ambos os laboratórios e no campo, a PETROBRAS iniciou as experiências com esse tipo de cabo, com a instalação de alguns segmentos de cabos de poliéster no início de 1995, nas linhas sujeitas às maiores cargas nos sistemas de amarrações das plataformas BR-P-9 e P-22 (ARAÚJO et al. 2001).

Durante o ano de 1996, dois dos segmentos foram removidos e testados tendo a resistência residual de ambos os segmentos provado ser a mesma de quando eles eram novos. Em 1997 e 1998, a BR bate sucessivamente o recorde mundial OS de perfuração em profundidade, vide Figura 21 (THOMAS 2001).

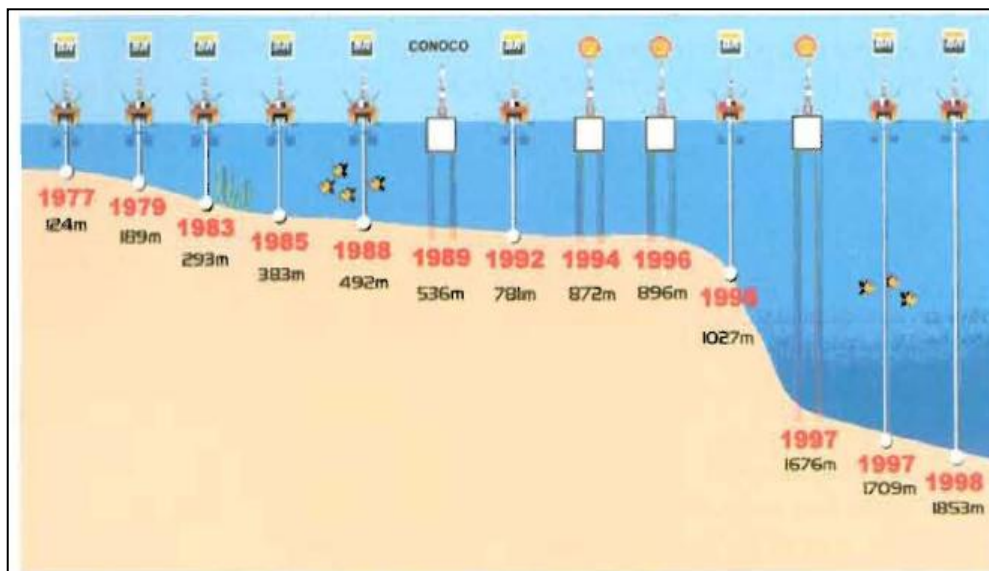


Figura 21 - Evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental.

Quando o sistema de ancoragem se encontra sob a acção do carregamento ambiental, normalmente a unidade flutuante sofre um deslocamento, o qual corresponde à distância horizontal que a unidade percorre desde a sua posição inicial de equilíbrio neutro até a posição final de equilíbrio sob acção das cargas. Como os CP possuem, devido ao seu peso próprio, uma verticalidade maior atingindo praticamente 45° em relação à plataforma (ARAÚJO et al. 2001), originam uma catenária muito menor e a força actuante no cabo é significativamente inferior em relação ao sistema dos cabos de aço.

Uma medida da eficiência do sistema de ancoragem é a magnitude do deslocamento²³ da unidade flutuante.

O deslocamento é inversamente proporcional a rigidez do sistema de ancoragem, assim, quanto mais alta a rigidez menor será o deslocamento, 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, aumenta-se automaticamente as tensões aplicadas as linhas e, portanto, as tensões internas, as quais devem respeitar certos limites de segurança.

Existem diferentes tipos de sistemas de ancoragem sendo os mais usados a ancoragem com ponto único, amarração com quadro de ancoragem e ancoragem com posicionamento dinâmico.

Nas linhas de ancoragem, o cabo sintético mais utilizado é o poliéster, ver a Figura 22.

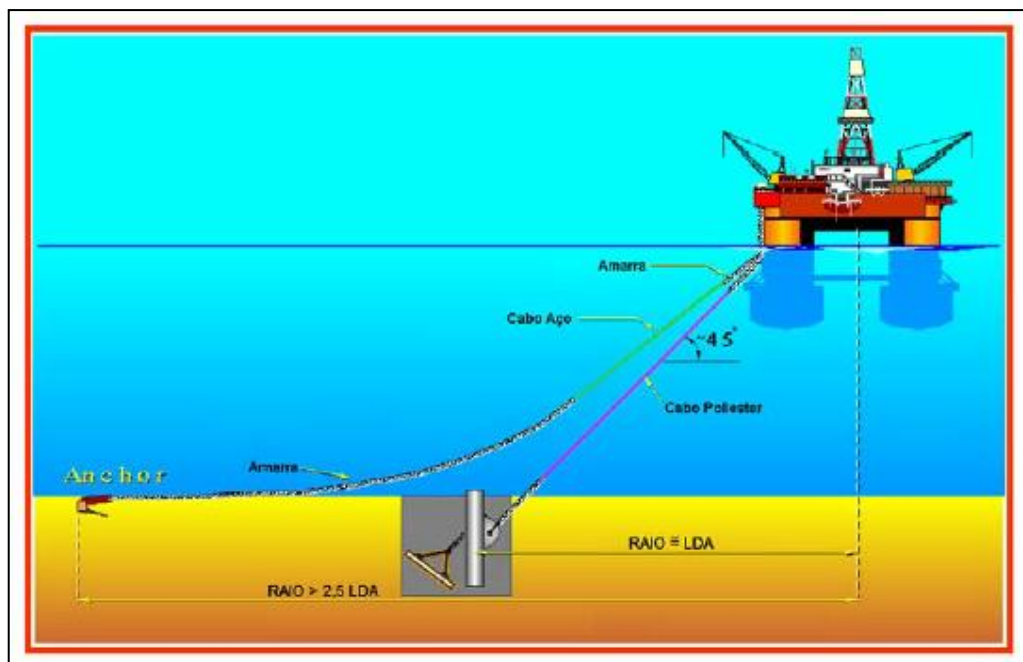


Figura 22 - Comparação das Amarrações: Cabos de poliéster x Cabos de aço

É obtida uma construção de alta eficiência mantendo, tanto quanto possível, as fibras posicionadas formando pequenos ângulos em relação ao eixo do cabo. Atualmente, para atender a este requisito, três construções de cabos estão sendo fabricados: fios paralelos, subcabos paralelos e tipo cabo de aço (ALBRECHT 2005).

O Cabo de Ancoragem em fibra sintética é o equipamento mais moderno que existe para aplicação em sistemas de ancoragem em águas profundas e ultraprofundas, e seu uso

²³ - Também conhecido no mundo petrolífero como “passeio”, *platform offset* em inglês.

encontra-se em franca expansão pelas empresas produtoras de petróleo e gás que precisam ancorar plataformas nessas situações de produção fronteiriça, sendo o mercado brasileiro, o pioneiro e o de maior difusão do seu uso.

A demanda mundial crescente por Cabos de Poliéster (CP) para Ancoragem de Plataformas decorre da forte expansão da produção de petróleo e gás em águas profundas e ultraprofundas, cuja participação no total do petróleo e gás produzidos no mundo deverá atingir 25% nos próximos seis anos, contra pouco mais de 10% atualmente.

2.5.5 Material

Um dos desafios enfrentados pela PETROBRAS foi especificar seu primeiro cabo de poliéster (e mundialmente também, experiência inédita). Para esse efeito, foi necessário preparar a especificação técnica (ET) que definiu as características desejáveis dos cabos de poliéster para uso em sistemas de amarração.

No momento os cabos de poliéster fornecidos para a BR, são compostos de um grupo de fios paralelos, cobertas com uma jaqueta e um sistema de filtragem que permitem a passagem de água para dentro da corda e impede entrada de partículas do fundo do mar. Os cabos devem ser inseridos nos olhais das junções revestidos com poliuretano com vista a minimizar os problemas à abrasão²⁴.

Como acessórios para conectar os cabos aos outros elementos da amarra, utilizaram-se roldanas e laços. Estes acessórios foram fornecidos juntamente com os cabos pelo fabricante.

Vejamos a Figura 23 (ARAÚJO et al. 2001).



Figura 23 - Conexões

²⁴ - Desgaste superficial gerado pela fricção dos dois materiais e pela acção fluida do mar.

Devido aos problemas relativos à normatização dos elementos, uma vez que cada fabricante de CP fornecia os seus acessórios com uma dimensão específica, gerando muitos problemas nas conexões dos elementos com os demais componentes das amarras; a PETROBRAS decidiu padronizar as conexões, fazendo um tipo de terminal composto de uma única peça chamada de duplo olhal (Figura 24).



Figura 24 - Conexão Duplo Olhal.

Com esta determinação referente à conexão com os outros componentes da amarra, muitos problemas foram eliminados, obteve-se a redução de peso facilitando assim as operações tanto em terra como no mar e dando espaço para o desenvolvimento de novas conexões.

A Figura 25 mostra alguns tipos de conexão (LANKHORST/Ropes 2012).

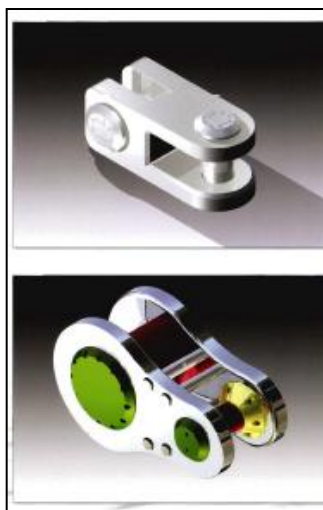


Figura 25 - Tipos de conexão de acordo com as direções de utilização dos CP.

As conexões devem ser leves e compactas, atender às tensões atuantes e ao limite de fadiga, fáceis de unir os elementos e maximizar a eficiência da união.

A utilização do CP reduz até em cerca de três vezes a extensão da amarração, caso se tivesse usado o cabo de aço, e em cerca de 30 (trinta) vezes o seu peso (vide Figura 21).

Quanto aos custos, para efeitos de comparação, a PETROBRAS criou um índice de preços expresso em (US\$/m)/tf(MBL), dólar por metro dividido pela tonelada-força da carga mínima de rutura (MBL).

Na Figura 26 observa-se a evolução dos preços dos cabos de poliéster ao longo dos anos iniciais do seu uso.

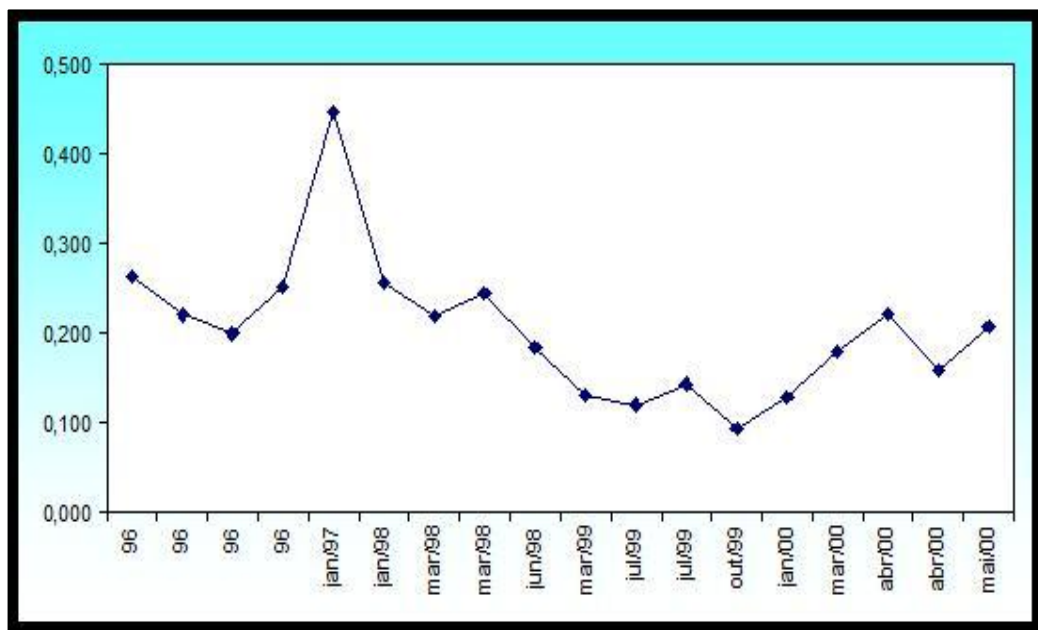


Figura 26 - Comparação Preço x Tempo, do CP.

Pela análise do gráfico da Figura 26, pode-se observar um aumento inicial no preço dos cabos como resultado de um desequilíbrio entre a oferta e a procura (ARAÚJO et al. 2001).

O historial do início das experiências da BR em projectos utilizando cabos PET está sintetizado no ANEXO 1.

No momento apenas duas fábricas estão qualificadas para o fornecimento cabos de amarração sintética à PETROBRAS. A BR incentiva o surgimento de novos fornecedores. Como resultado, o preço do cabo caiu e em seguida, subiu um pouco devido à inclusão de um filtro contra a entrada no fundo do mar de partículas maiores que 5 microns.

Para fins de comparação, os índices dos elementos que normalmente compõem uma amarra são apresentados na Tabela 2 (ARAÚJO et al. 2001).

Tabela 2 - Preço dos componentes do sistema de amarração em CP.

Components	Index US\$/m.t (MBL)
Chain	0.30 to 0.40
Six Strand Wire Rope	0.10 to 0.20
Spiral Strand	0.50 to 0.60
Polyester Rope	0.20 to 0.25

Pela Tabela 2, verificamos que o CP é o mais econômico dos elementos de amarração além de outras vantagens como menor peso imerso, motivando mais ainda a sua utilização, baixando os custos de instalação e produção.

A Figura 27²⁵ fornece uma visão geral do posicionamento dos diversos elementos (ARAÚJO et al. 2001).

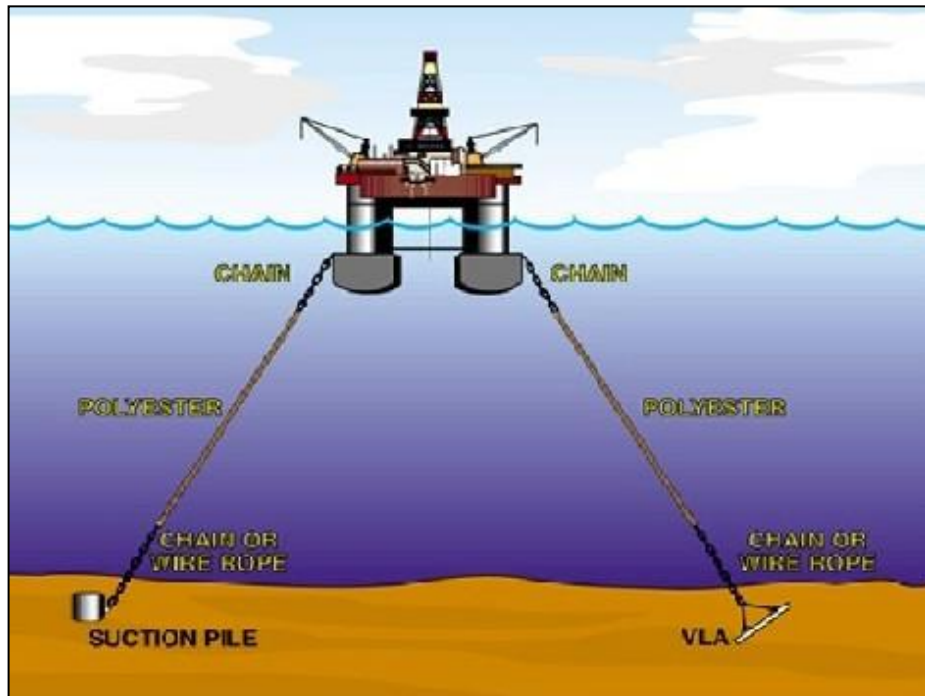


Figura 27 - Amarração (Sistema Taut Leg).

Podemos ver acima a combinação de vários materiais ao longo da amarração em 45°.

²⁵ - *Chain* = corrente em cadeia de elos; *Wire rope* = cabo de aço trefilado (fios entrelaçados); *Pile suction* = estaca de sucção para ancoragem; VLA = Ancora carregada verticalmente.

2.5.6 Constituição (Trama) do CP.

O cabo de poliéster é um composto de material sintético, que apresenta uma flexibilidade axial bem maior que a do cabo de aço e das amarras, com a mesma carga de ruptura nominal²⁶ e um peso submerso por unidade de comprimento bem menor. Entre outras vantagens além das já citadas, temos o custo e a reduzida necessidade de manutenção.

Nos tecidos, há um cruzamento de fios a noventa graus sendo chamados os de urdume e os horizontais de trama. O CP é essencialmente uma construção feita na horizontal e esbelta considerando-se o todo como uma trama.

O peso molhado do mesmo cabo, em poliéster é cerca de 28 vezes menor do que o da amarra em aço sem levar em conta o facto de usarem-se extensões menores pela ausência da catenária.

Nos arranjos de ancoragem em que se usa poliéster, a linha possui um trecho inicial e final de aproximadamente 100 metros de cadeias de corrente (amarras); isso é usado para impedir que o cabo encoste no leito marinho e seja atacado por microrganismos que no trecho superior não sofrem a fotossíntese.

Para as construções de sub-cabos paralelos e tipo cabo de aço, isto se deve ao uso de configurações de baixa torção. Para o cabo de fios paralelos, isso é explicado pela dificuldade em aproveitar-se todo o potencial do fio, devido à variação de propriedades entre filamentos dentro do fio e às diferenças no comprimento dos fios (ALBRECHT 2005).

O diagrama genérico do cabo de poliéster para ancoragem é mostrado na Figura 28.

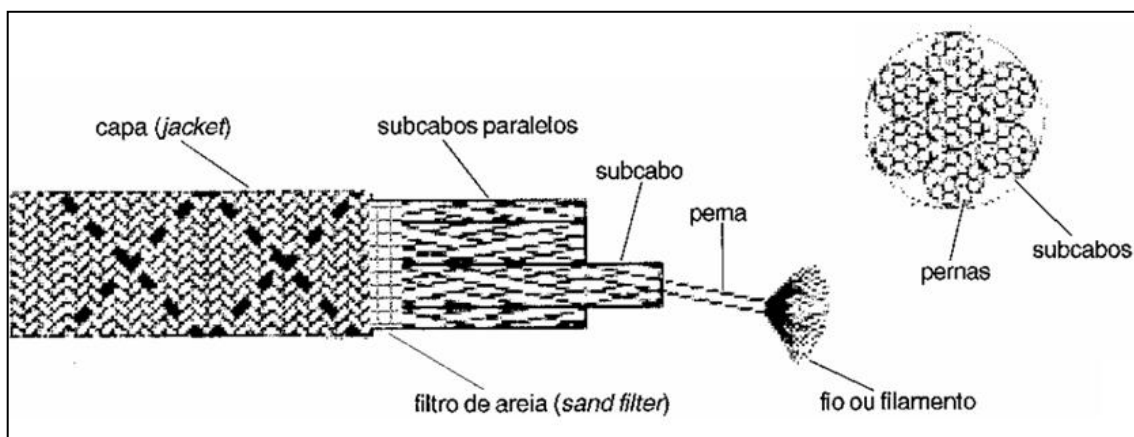


Figura 28 - Cabo de Poliéster (ALBRECHT 2005).

A resistência específica (*carga de ruptura por unidade de comprimento*) e a rigidez específica (*carga por unidade de comprimento/deformação obtida*) do CP com as tramas mostradas acima são muito semelhantes.

²⁶ - É a soma da carga de ruptura de todos os fios constituintes do cabo.

A Figura 29 mostra um esquema do CP GAMA²⁷, fabricado pela empresa Lankhorst (LANKHORST/Ropes 2012) na cidade da Maia (Portugal).

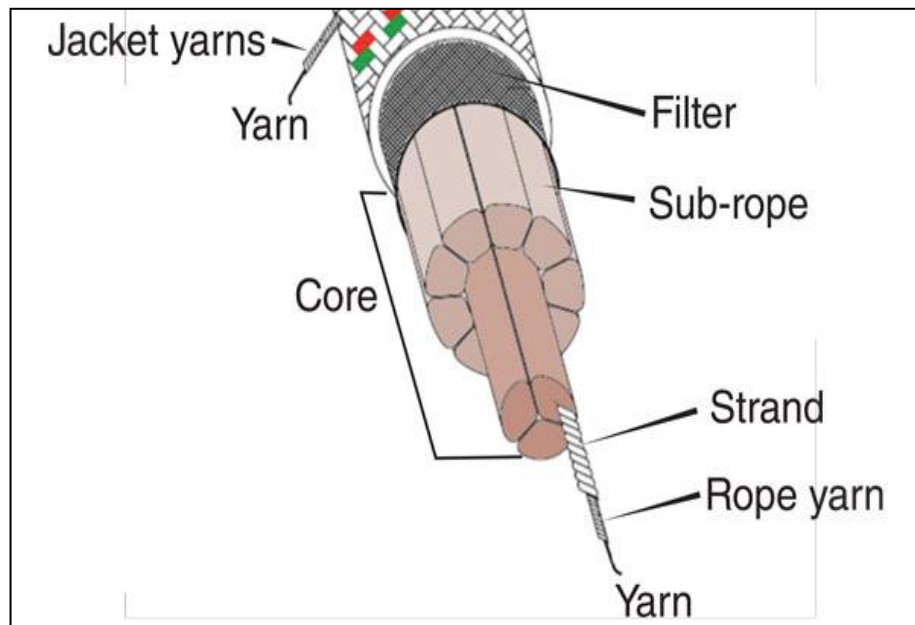


Figura 29 - CP GAMA 98®.

No capítulo cinco far-se-á uma descrição mais pormenorizada deste cabo.

²⁷ - Em homenagem ao navegador português Vasco da Gama.

CAPÍTULO 3: ANÁLISE DE CÁLCULO DOS ELEMENTOS E FORÇAS ENVOLVIDAS, NO AMBIENTE MARÍTIMO DE ACTUAÇÃO DO CABO DE POLIÉSTER.

3.1 VISÃO GERAL E CRITÉRIOS.

Existem vários tipos de carregamento ambientais (*live loads*) a que as instalações offshore são normalmente submetidas e projectadas para suportar, além de carregamentos sísmicos. Geralmente é feita uma combinação de cargas diferentes (LOUREIRO 2007), que são de maior magnitude e complexidade do que as estruturas feitas em terra. Na Figura 30, temos as principais cargas onde:

V – Peso próprio;

M_v - Momento associado com o carregamento excêntrico da plataforma;

L_B & L_c – Cargas laterais que actuam nas partes laterais devido ao vento e à corrente;

L_w – Carregamento cíclico devido às ondas;

M_B & M_c – Momento associado com as cargas laterais;

M_w - Momento cíclico devido às ondas;

E – Cargas sísmicas;

R1 e R2 – Reacções de apoio.

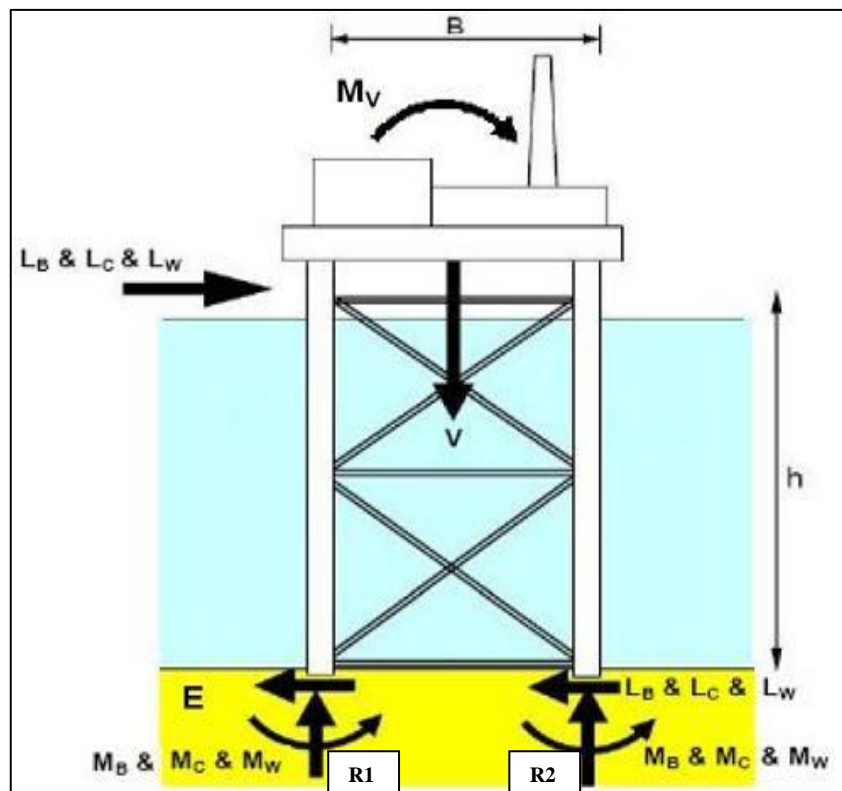


Figura 30 - Esforços sobre a estrutura OS: esquema sintético.

O principal elemento de apoio, são as fundações e como tal têm de suportar as cargas verticais e o conjunto dos esforços.

Os ventos, as correntes oceânicas e as ondas são os eventos ambientais de maior impacto sobre as estruturas. As correntes e os ventos geram o arrasto. As ondas, além do arrasto, impõem as forças de inércia.

Os movimentos que as estruturas sofrem no mar podem ser visualizados no ANEXO 2.

3.1.1 Ventos

Existe uma grande complexidade no estudo dos ventos, rajadas que actuam nas estruturas OS. Esta complexidade é devido à incidência destas cargas que não são direccionadas numa trajectória única sobre a plataforma, elas actuam em diversos ângulos. Para o caso do vento; é geralmente aplicada uma velocidade de vento a uma certa altura em diferentes ângulos.

A carga dos ventos têm um grande impacto sobre os vários elementos da plataforma, na qual está incluída a estrutura em si, os diversos equipamentos, as instalações etc. É de notar que para estruturas de aço convencionais as forças de vento contribuem normalmente com menos de 10% da carga total global, mas em águas mais profundas, onde encontram-se estruturas compatíveis, as ondas contribuem com uma percentagem muito maior. Este é especialmente o caso onde a frequência do vento é próximo à frequência de vibração natural da plataforma de modo a criar ressonância. A força do vento, conforme determinado pela norma API RP2A (API 2007) é calculada pela seguinte relação:

$$F = (\rho/2)u^2 C_s A$$

(1)

Onde:

F = Força do vento (N);

ρ = Densidade da massa de ar (1,23kg/m³);

u = Velocidade do vento (m/s);

C_s = Coeficiente da forma;

A = área do objecto em que incide o vento (superfície de ataque ou incidência, m²).

3.1.2 Ondas Marítimas.

A acção das ondas desempenha um grande papel no cálculo das estruturas offshore e é normalmente nas zonas não sísmicas onde encontra-se a carga crítica de cálculo. Em muitos casos é difícil determinar o resultado exacto da força exercida pelas ondas devido à extrema aleatoriedade dos fenómenos naturais. Sabe-se que as ondas podem ser incidentes em uma plataforma em todas as direcções, especialmente durante os momentos de grandes tempestades. Além disso, as ondas também afectam o solo que fica na base das fundações.

No caso das ondas é estipulada uma altura de onda específica para efeitos de cálculo.

As ondas contribuem para a criação de vórtices²⁸ ao redor das pernas da plataforma, nas amarrações e nas ancoragens, assim sendo elas contribuem para a redução da capacidade das estacas (ou âncoras, que exercem o papel da fundação). A força de uma onda é calculada pela sua altura, elas impõem uma força cíclica e flutuante nas plataformas.

O efeito dessas ondas é determinado pelo uso da equação de Morison (API 2007), que é a soma das forças de arrasto com as forças de inércia, como se segue:

$$F = F_D + F_I = C_D \frac{w}{2g} A U|U| + C_m \frac{w}{g} V \frac{\delta U}{\delta t}$$

(2)

Onde;

F = Vector da **Força Hidrodinâmica** por unidade de comprimento, actuando normalmente no eixo do membro [N/m];

F_D = Vector da Força de **Arrasto** (*drag*) por unidade de comprimento, actuando normalmente no eixo do membro, no plano que contenha o vector U da velocidade e o citado eixo [N/m];

F_I = Vector da Força de **Inércia** por unidade de comprimento, actuando normalmente no eixo do membro, no plano que contenha o vector U da velocidade e o citado eixo [N/m];

C_D = Coeficiente de **Arrasto** (*drag*);

W = Densidade da água (N/m³);

g = aceleração da gravidade (9,81m/s²);

A = Área projectada normal ao eixo da embarcação (do cilindro, = D para superfícies circulares) por unidade de comprimento (m);

²⁸ - Redemoinho; Movimento rápido e forte de um fluido em volta de um eixo normalmente em espiral.

V = volume deslocado pelo cilindro por unidade de comprimento ($= \pi D^2/4$ para cilindros);

D = diâmetro efectivo do cilindro ou secção circular do elemento estrutural;

U = componente do vector velocidade devido à onda (ou corrente) da água actuando normalmente no eixo do membro (m/s);

|U| = Valor absoluto de U [m/s];

C_m = Coeficiente de **inércia**;

$\delta U / \delta t$ - componente do vector aceleração local da água actuando normalmente no eixo do membro (m/s²).

3.1.3 Correntes

As correntes podem ser geradas a partir de várias fontes diferentes tais como; circulação oceânica, variações de densidade, bem como vento e correntes induzidas pela onda.

O perfil de velocidade convencionalmente aplicado prevê uma variação parabólica das velocidades actuantes, como a velocidade máxima perto da superfície da água. Estudos têm mostrado que a velocidade do fundo do mar é comparável com a velocidade na superfície em vários casos.

Surpreendentemente, muitas das vezes as correntes tendem a ter uma significativa componente vertical, dependendo da morfologia do fundo do mar e das diferenças de temperatura local da água ao longo dos níveis do mar. As correntes podem ser medidas com o uso de equipamentos simples.

Para calcular a força actuante sobre membros, sem condições de onda, usamos na equação de Morison, a componente do vector aceleração $\delta U / \delta t = 0$.

3.1.4 Instabilidade do Fundo.

A instabilidade do fundo do mar deve-se ao movimento das camadas do leito marítimo devido ao efeito das pressões de onda, terremotos, solo, auto-peso, hidratos, falhas e outros processos geológicos. Os solos podem ser submetidos aos movimentos laterais durante os terremotos e também ao movimento de onda induzida. Este movimento afecta a fundação da plataforma adicionando esforços adicionais para os membros das estacas.

Estudos geológicos que empregam taxas históricas de deposição devem ser analisados para determinar a taxa de carregamento. Os efeitos também são maiores se a aderência entre

camadas é baixa neste caso, o deslocamento da plataforma aumenta drasticamente quando aumenta a espessura da camada deslizante.

3.2 FORÇAS ESTRUTURAIS E FLUIDO-INDUZIDAS EM ESTRUTURAS OFFSHORE.

As forças presentes numa estrutura *offshore* podem ser divididas em:

- a) forças **estáticas**: gravídicas (peso próprio), hidrostáticas (impulsão da água);
- b) forças **dinâmicas**: forças ambientais (ventos, correntes e ondas variáveis).

Em seguida, discutem-se diferentes métodos determinísticos e fórmulas empíricas que descrevem tais forças e respectivas respostas quando a estrutura em estudo se encontra em repouso e em movimento. É de se notar que as forças são aplicadas na estrutura quando a mesma se encontra fixa e em perfeito equilíbrio levando-se primeiramente em conta os esforços de transporte e montagem.

Para se perceber os efeitos ambientais presentes na estrutura e as respectivas forças resultantes, é necessário tomar conhecimento dos parâmetros adimensionais mais importantes (VAN-DESTE 2012):

- a) número de **Reynolds**, (**Re**, para valores até 2000 o fluxo é considerado laminar e acima de 2400, turbulento), o significado físico experimental é um quociente de forças: forças de inércia ($v\rho$) entre forças de viscosidade (μ/D). É expressado como:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}; \text{ sendo } v = \text{velocidade média do fluido; } D = \text{longitude característica do}$$

fluxo, o diâmetro para o fluxo no tubo; μ = viscosidade dinâmica (ou absoluta é a resistência às tensões de cisalhamento, proporcionalidade entre a tensão de cisalhamento e o gradiente da velocidade, atrito interno) do fluido; ρ = massa específica do fluido.

- b) velocidade da onda (**u**);
- c) amplitude da velocidade da onda (**u₀**);
- d) viscosidade dinâmica da água, (**μ**);

- e) número de **Keulegan-Carpenter** (coeficiente entre as forças de arrasto²⁹ e as de inércia;);
- f) frequência de vibração da estrutura (f_s);
- g) parâmetro da rugosidade na superfície (K);
- h) comprimento de onda (λ);
- i) diâmetro do corpo (D).

Alguns destes parâmetros encontram-se tabelados com as respectivas fórmulas na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros adimensionais importantes na análise de forças ambientais.

Parâmetros	Fórmula
Número de Reynolds	$Re = (\rho u D) / \mu$
Número de Keulegan-Carpenter	$Kc = u_0 T / D$
Número de Strouhal	$St = f_s D / u$
Parâmetro de Difração	$\pi D / \lambda$

A importância dos parâmetros adimensionais acima mencionados pode ser evidenciada através de uma análise dimensional da força aplicada numa estrutura devido às ondas. Tal força depende das seguintes quantidades independentes:

$$f = \psi(t^{30}, T^{31}, D^{32}, K^{33}, f_s^{34}, L^{35}, u_0^{36}, \rho^{37}, \mu^{38}) \quad (3.1)$$

A relação adimensional pode ser obtida através da equação 3.2:

$$\frac{f}{\rho u_0^2 D} = \psi \left(\frac{u_0 T}{D}^{39}, \frac{\rho u_0 D^{40}}{\mu}, \frac{\pi D}{L}^{41}, \frac{K}{D}^{42}, \frac{f_s D^{43}}{u}, \frac{t}{T}^{44} \right) \quad (3.2)$$

²⁹ - drag forces

³⁰ - t = Tempo de duração da onda.

³¹ - T = Período da onda, em segundos, s . Corresponde ao intervalo de tempo necessário para que ocorra uma oscilação completa ou ciclo.

³² - D = Diâmetro.

³³ - K = Rugosidade absoluta

³⁴ - f_s = Frequência da ocorrência dos vórtices.

³⁵ - L = Comprimento.

³⁶ - u_0 = Amplitude da velocidade da onda.

³⁷ - ρ = Massa volúmica.

³⁸ - μ = Viscosidade dinâmica do fluido.

³⁹ - n° de Keulegan-Carpenter, Kc .

⁴⁰ - n° de Reynolds Re .

⁴¹ - Difração

Nesta relação é possível identificar, por ordem, o número de Keulegan-Carpenter, o número de Reynolds, o parâmetro de difração, o parâmetro de rugosidade relativa e o número de Strouhal.

O número de Reynolds e o número de Keulegan-Carpenter ajudam a determinar a importância da contribuição das forças de arrasto e de inércia na estrutura, sendo estas determinadas pela Equação de Morison.

A Equação de Morison é mais usada para estruturas pequenas, sendo geralmente aplicável quando $Kc > 6$; já a Teoria de Difração/Radiação Linear é mais usada para estruturas grandes, sendo esta aplicável quando $\pi D/L > 0,5$.

A Difração é o fenômeno que acontece quando uma onda encontra um obstáculo. Em física clássica, o fenômeno da difração é descrito como uma aparente flexão das ondas em volta de pequenos obstáculos e também como o espalhamento, ou alargamento, das ondas após atravessarem orifícios ou fendas (Figura 31).

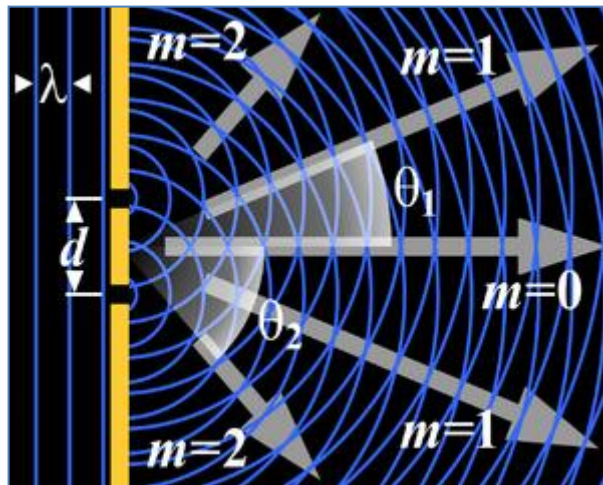


Figura 31 - Planta esquemática da difração de uma onda.

A difração determina as forças de balanço na estrutura por causa das ondas quando a estrutura se encontra no seu estado de equilíbrio, enquanto a radiação diretamente introduz massa adicional e coeficientes de amortecimento, considerando a estrutura imersa em água.

A rugosidade na superfície da estrutura também é importante, dado que influencia muito os coeficientes hidrodinâmicos de arrasto e inércia. O parâmetro de difração permite determinar se a dispersão das ondas nas redondezas da estrutura é importante (é nas estruturas largas que a difração afeta com maior significância as forças produzidas pelas ondas na estrutura).

⁴² - Rugosidade relativa

⁴³ - n° de Strouhal, St (frequência dos vórtices x D /velocidade).

⁴⁴ - Frequência da onda; é o número de oscilações completas ou ciclos produzidos no tempo estudado.

3.2.1 Forças Gravíticas e Flutuabilidade (Forças Hidrostáticas).

Na fase inicial da concepção de uma estrutura flutuante, a estabilidade global deve ser cuidadosamente avaliada em simultâneo com a geometria e estimativa do peso. A estabilidade aqui mencionada é definida como a capacidade de um sistema regressar à sua posição de equilíbrio estático após o término da acção de uma força externa ou durante a acção simultânea das mesmas.

A estabilidade de uma estrutura é bastante afetada pelo peso total da mesma, pelo posicionamento do respectivo centro de gravidade, pelas forças de impulsão causadas na estrutura devido à imersão na água, e pelo posicionamento do respectivo centro de impulsão (CI, também conhecido como centro boiante ou centro de flutuabilidade; é o ponto, no qual a linha de acção da força total perpendicular ao plano o encontra) e do metacentro⁴⁵ (para garantir-se o equilíbrio estável de um corpo é necessário que o metacentro esteja sempre acima do CG).

As forças gravíticas numa estrutura incluem as forças permanentes da estrutura e equipamentos, e outras forças invariáveis durante a vida de serviço da estrutura (*dead loads*).

Uma estrutura flutuante, durante a sua vida de serviço, possui muitos equipamentos de grande peso situados no convés, podendo afetar o peso total do conjunto, pelo que é necessário sempre verificar o posicionamento do centro gravítico total em relação ao centro de impulsão, antes e após as diversas operações marítimas e modificações no convés, garantindo assim a sua segurança e evitando possíveis acidentes.

É sabido que uma estrutura imersa em água sofre pressões de impulsão de acordo com a quantidade de água que essa mesma estrutura desloca. Lembrando o Princípio de Arquimedes segundo o qual “qualquer corpo, completamente ou parcialmente, imerso num fluido sofrerá uma força boiante para cima igual ao peso do fluido deslocado pelo corpo”.

Se considerar-se o peso real (no nível da superfície de água, no ar) de uma estrutura como sendo m_0g , o volume de água deslocado pela mesma estrutura como V e o peso volúmico da água como γ_w , então podemos concluir, de acordo com o Princípio de Arquimedes, que:

$$m_b g = \gamma_w V = m_0 g \quad (3.3)$$

Na equação 3.3 e analisando a Figura 32, identifica-se a força de impulsão $\gamma_w V$ (ou força flutuante, boiante – *buoyant force*), que atua no centro de impulsão (ponto **B**) numa

⁴⁵ - Ou centro de carena, é o ponto de intercepção da vertical que passa pelo centro de impulsão com o eixo axial da embarcação por onde passa também o centro de gravidade.

direção vertical e oposta à força gravitacional da estrutura m_0g , ou a força gravitacional de um bloco equivalente com o mesmo peso $m_b g$, atuando ambas no centro de gravidade (ponto **G**) do corpo (ver Figura 31). De modo a não haver rotação do corpo, a direção da resultante das forças de pressão no contorno de fronteira deve passar pelo ponto **G**.

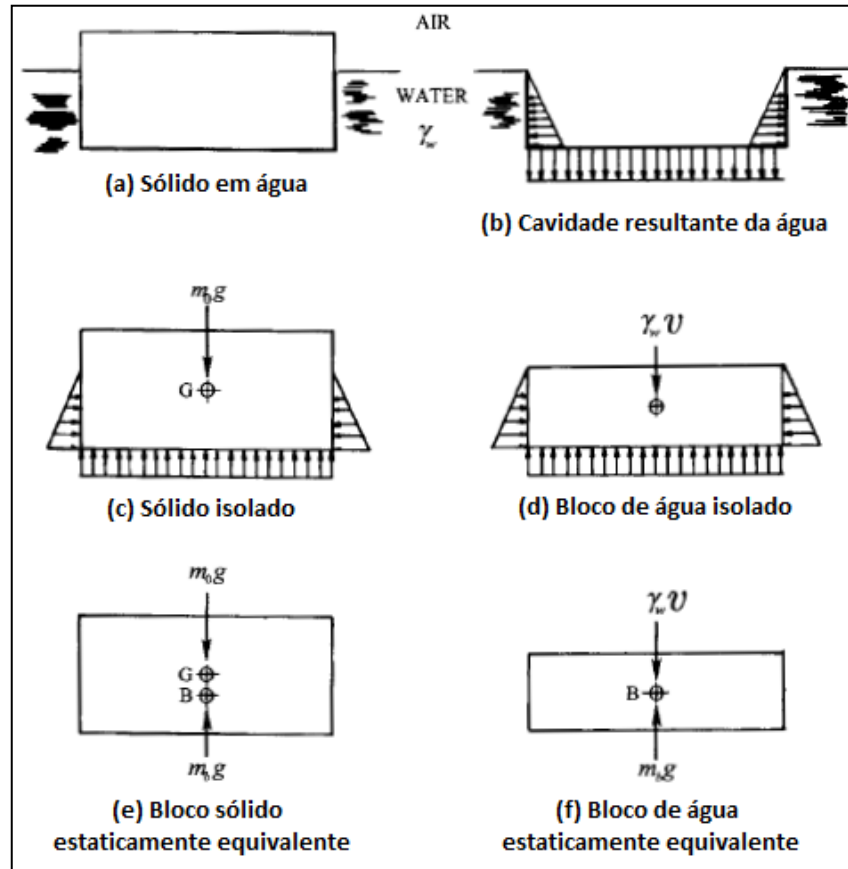


Figura 32 - Ilustrações práticas do Princípio de Arquimedes (WILSON 2003).

Em geral, olhando outra vez para as ilustrações representadas na Figura 31, o ponto de aplicação da força flutuante **B** não coincide com o centro de gravidade **G** do corpo, mas tal não causará problemas desde que este se encontre sempre acima do ponto **G** ou se ambos os pontos se encontrem abaixo do metacentro **M**, assim definindo e assegurando a estabilidade do sistema.

O metacentro é o ponto de intersecção entre a nova linha de ação da impulsão (na posição deslocada) e o eixo vertical da estrutura (ver Figura 33).

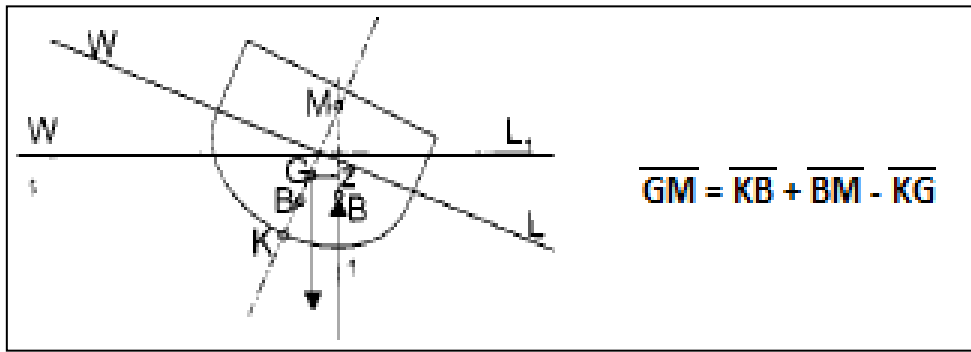


Figura 33 - Definição do Metacentro (CHAKRABARTI 2005).

A questão da posição do metacentro relativamente aos outros centros (de gravidade e de impulsão) tem maior importância no estudo da estabilidade transversal do que da longitudinal, quando se trata de estruturas flutuantes de maior comprimento (CHAKRABARTI 2005), navios e petroleiros, visto que o metacentro se encontra longitudinalmente a uma maior distância (ver Figura 34).

Quando se trata de estruturas flutuantes simétricas em ambas as direções (estruturas cilíndricas ou quadradas, boias circulares), obviamente, o metacentro encontra-se a igual distância em qualquer das direções no plano da superfície de água.

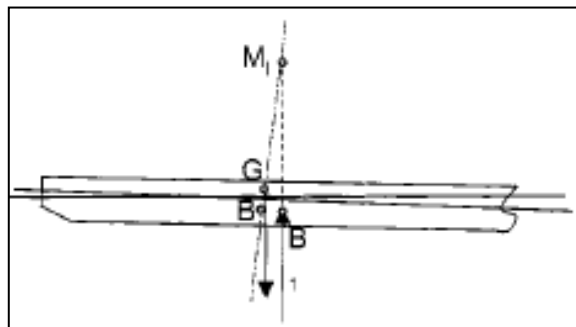


Figura 34 - Estabilidade longitudinal de um navio (CHAKRABARTI 2005).

Tomando como exemplo a plataforma gravítica (WILSON 2003), ilustrada na Figura 35, as diferentes situações de equilíbrio em que esta se pode encontrar dependem da posição do CI ao centro de gravidade. Quando a estrutura sofre uma ligeira inclinação θ , a força flutuante resultante mantém-se praticamente igual, mas o ponto de aplicação da mesma passa do ponto **B** para o ponto **B'**. As diferentes situações de equilíbrio podem surgir:

- se o ponto **B'** estiver verticalmente acima do ponto **G**, então a estrutura encontrar-se-á estável e conseguirá voltar ao seu estado de equilíbrio inicial;
- se o ponto **B'** estiver verticalmente abaixo do ponto **G**, mas o metacentro **M** se encontrar acima do ponto **G**, então a estrutura continuará estável e conseguirá na

mesma voltar ao seu estado de equilíbrio inicial é estabilidade angular; o conjugado restaurador repõe o equilíbrio da embarcação;

- se o ponto **B'** e o metacentro **M** estiverem ambos abaixo do ponto **G**, então a estrutura encontrar-se-á instável; o conjugado actua em rotação desequilibrando a embarcação.

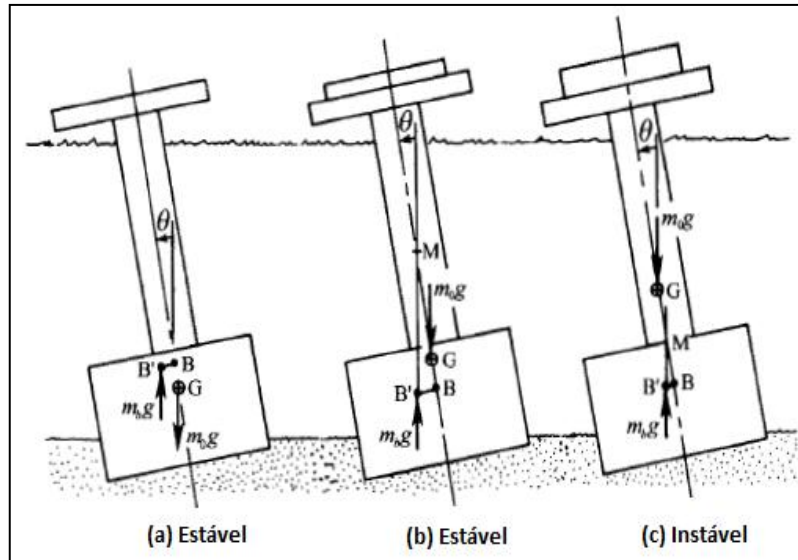


Figura 35 - Estudo da estabilidade estática de uma plataforma gravítica e forças resultantes de equilíbrio (WILSON 2003).

Nos dois primeiros casos possíveis, acima discutidos, a estrutura está estável porque a força flutuante resultante e a força de gravidade produzem um binário que gera um momento oposto ao da direção da rotação.

No último caso discutido, a estrutura encontra-se instável porque o binário produzido gera um momento na mesma direção da rotação, agravando o desequilíbrio e possivelmente provocando um acidente, se a fundação não produzir forças de restauro suficientes para equilibrar o sistema.

3.2.2 Forças Hidrodinâmicas.

As forças produzidas pelos efeitos das ondas e correntes marítimas em estruturas podem ser obtidas através do estudo do campo de pressões presente na superfície molhada da estrutura. Assumindo que se trata de um fluido incompressível e sem interferência de objetos circundantes, as forças hidrodinâmicas encontradas numa estrutura marítima são:

- a força de Froude-Krylov, que representa os efeitos de pressão hidrodinâmica

devido a ondas incidentes no espaço fluido que será ocupado pela estrutura⁴⁶ sobre esta;

- a força devida à massa hidrodinâmica adicional e amortecimento potencial, que representa os efeitos devidos à velocidade e aceleração relativa das partículas da água num fluido ideal;
- a força de amortecimento viscoso (*viscous drag force*), que representa os efeitos devido à velocidade relativa das partículas de água.

A força de Froude-Krylov, actuando num corpo cercado por um campo de ondas, pode ser calculada através da integração da pressão na superfície da estrutura. A equação encontrada a seguir (Equação 3.4) explicita tal força, onde: \vec{F}_{FK} representa a força, S_w representa a superfície molhada do corpo flutuante, p representa a pressão na onda imperturbada e \vec{n} representa o vector normal do corpo. Em termos mais simples, esta equação pode ser expressa igualmente em termos do volume do corpo submerso V , da densidade da água ρ e da aceleração das partículas da água \dot{u} :

$$\vec{F}_{FK} = - \iint_{S_w} p \vec{n} ds \approx \int_V \rho \frac{\partial v}{\partial t} dV = \rho V \dot{u} \quad (3.4)$$

A força devido à massa hidrodinâmica adicional é obtida através da integração do campo de pressão que surge devido à aceleração relativa das partículas de água em relação às componentes estruturais (VAN-DESTE 2012). Tal força acontece quando um corpo é acelerado num fluido em repouso, e é representada pela equação 3.5, onde C_A é o coeficiente de massa adicional:

$$F_A = \rho C_A V \dot{u} \quad (3.5)$$

Quando se está a estimar a massa total de um corpo imerso em água, deve-se sempre utilizar a massa virtual do corpo, e não a massa real (*in vácuo*) do mesmo. A **massa virtual** é a soma da massa real m_0 com a massa adicional⁴⁷ m_A , dando origem à equação:

$$m_{virtual} = m_0 + m_A = m_0 + C_A \rho V \quad (3.6)$$

⁴⁶ - “*Wave-making resistance*” = a onda fazendo resistência sobre a superfície submergida, o efeito da resistência da onda.

⁴⁷ - É a inércia adicionada ao sistema em face da aceleração ou desaceleração do corpo imerso, provocada pelo deslocamento do volume do fluido em seu entorno.

A força de amortecimento viscoso é representada pela equação a seguir descrita (Equação 3.7), onde \mathbf{u} representa a velocidade das partículas de água (opta-se por colocar uma das variáveis da velocidade em valor absoluto para garantir a direção verdadeira da velocidade), A representa a área da secção transversal do corpo perpendicularmente à direcção do fluxo e C_D representa o **coeficiente de arrasto viscoso de fricção** (*viscous drag coefficient*).

$$F_D = \frac{1}{2} \rho C_D A u |u| \quad (3.7)$$

O coeficiente hidrodinâmico de massa **adicional** C_A é directamente relacionado com o coeficiente de **inércia** C_M , um parâmetro originado pela teoria clássica de fluxo ideal não viscoso, através da relação $C_A = C_M - 1$. Este coeficiente relaciona-se com a força necessária para manter um corpo rígido estacionário num fluido de corrente com aceleração uniforme, constante e livre, dando origem à equação 3.8, dessa mesma força (que corresponde à soma da força de Froude-Krylov e da força de massa adicional):

$$F_I = C_M \rho V \dot{u} \quad (3.8)$$

De acordo com resultados obtidos por Wendel (1956) à medida que o comprimento de um cilindro se torna muito maior que o diâmetro ($l \gg D$), C_M aproxima-se do limite 2, com C_A então a aproximar-se à unidade (ver Figura 36).

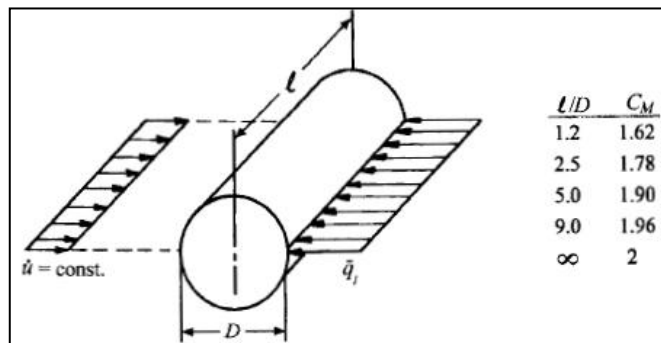


Figura 36 - Cilindro rígido e estacionário num fluido ideal com aceleração (WILSON 2003).

O **coeficiente hidrodinâmico de arrasto viscoso** C_D é outro parâmetro clássico de carga. O coeficiente relaciona-se com a força necessária para manter um corpo rígido,

completamente submerso, estacionário quando sujeito a uma velocidade de fluido de corrente livre constante (\mathbf{u}), já descrita pela equação (3.7).

Se o cilindro sofre rotação ao longo do seu eixo vertical longitudinal, ou se trata de uma estrutura não circular, ou se existem outros sólidos na redondeza, seria necessário também estudar o **coeficiente de elevação** C_L (*lift coefficient*). O coeficiente C_L depende da rugosidade do corpo, do número de Reynolds e da proximidade com os outros objetos. Quando aplicável, a **força de elevação** (F_L) é perpendicular à velocidade do fluido e da força de arrasto F_D , e é descrita pela equação 3.9:

$$F_L = C_L \rho A |\mathbf{u}| \mathbf{u} \quad (3.9)$$

Este coeficiente é pouco utilizado nos problemas correntes, uma vez que geralmente estudam-se estruturas simétricas e assume-se que as forças externas são aplicadas no centro geométrico das mesmas.

Adiante discutir-se-á mais aprofundadamente acerca das metodologias e simplificações que ajudarão na obtenção dos valores dos coeficientes hidrodinâmicos C_M e C_D para estudos e projetos.

Num campo de fluxo uniforme, podem formar-se vórtices periódicos de separação por detrás da estrutura flutuante (ver Figura 37). Estes vórtices periódicos formam-se geralmente quando o número de Reynolds se encontra no intervalo definido a seguir, $60 < Re < 10.000$ (WILSON 2003).

As forças de pressão induzidas por tais vórtices podem danificar bastante a estrutura, pelo que recomenda-se, no caso de uma estrutura cilíndrica, a inclusão de fiadas de chapas helicoidais (*strakes*, enrígicadores do corpo em chapa) à volta da estrutura diminuindo assim também a difracção e seus efeitos.

O número de Strouhal correlaciona a frequência de ocorrência de vórtices f_s com o diâmetro do cilindro estacionário D e a velocidade da corrente \mathbf{u} , através da equação 3.10:

$$St = \frac{f_s D}{u} \quad (3.10)$$

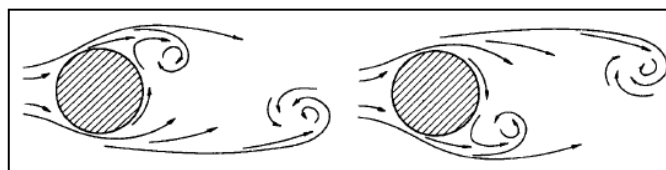


Figura 37 - Vórtices periódicos surgindo atrás de um cilindro rígido e estacionário (WILSON 2003).

Barros (1990) estudou e encontrou uma relação entre o número de Strouhal e o número de Reynolds, representada pela Figura 38. O número de Strouhal varia juntamente com o número de Reynolds no regime de escoamentos possíveis, e cresce de valores habitualmente no intervalo de 0,16 a 0,23, como se pode observar no gráfico mencionado (Figura 38).

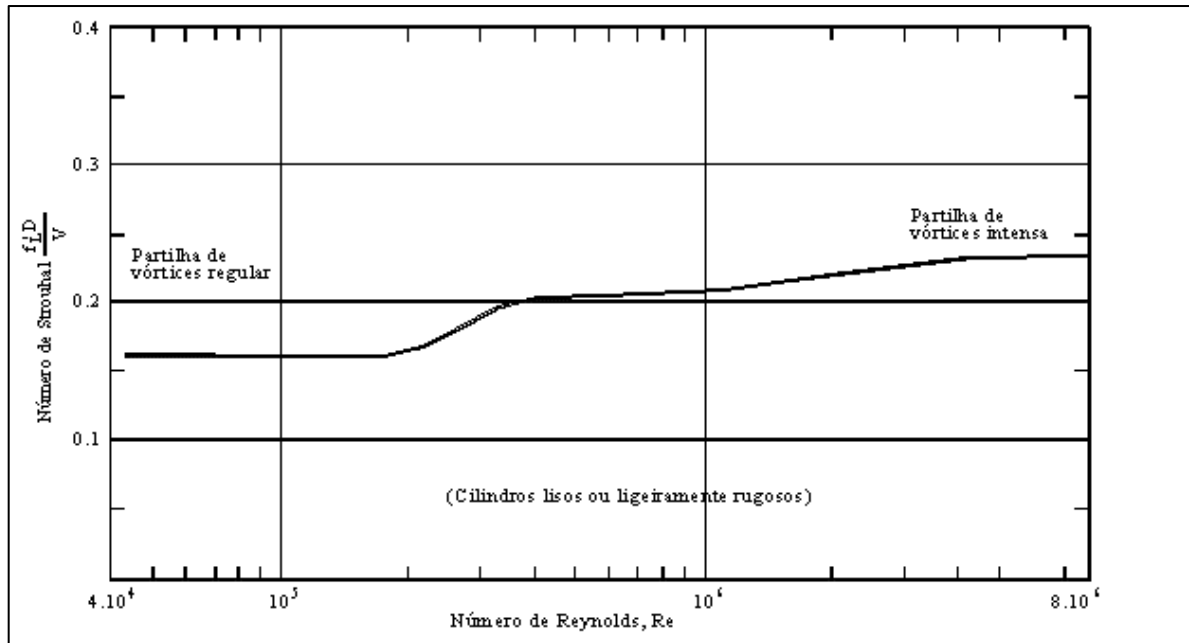


Figura 38 - Variação do número de Strouhal com o número de Reynolds (BARROS 1990).

Em estruturas mais estreitas, a força de Froude-Krylov (\vec{F}_{FK}) e a força de massa adicional F_A são aproximadas por um único termo de inércia, porque assume-se que a velocidade e aceleração das partículas de água na região não diferem muito dos valores da estrutura flutuante. Esta suposição só é aceitável quando o diâmetro (D) da estrutura é pequeno comparado com o comprimento da onda (λ) e respeita a condição $D/\lambda < 0,2$. Isto conduzirá à Equação de Morison.

Em estruturas mais largas, a onda incidente sofre interferência por parte da estrutura, e o campo de ondas pode ser derivado através da sobreposição dos potenciais da onda incidente imperturbada e um campo de ondas induzido com a mesma frequência. Aqui as forças viscosas têm menos significância, já que a razão entre altura de onda e o diâmetro da estrutura permanece suficientemente pequeno. Nestes casos, a Teoria de Difração/Radiação é a melhor opção para descrever as forças presentes⁴⁸.

⁴⁸ - Vide subcapítulo 3.4

3.2.3 Equação de Morison.

Se o diâmetro característico da estrutura for relativamente pequeno em relação ao comprimento da onda, então haverá uma pequena alteração na onda incidente quando esta passar pela estrutura e os fenómenos de difracção e reflexão são desprezíveis, tornando a estrutura “hidrodinamicamente transparente”. Por causa das pequenas dimensões, as variações locais da velocidade e aceleração das partículas de água são suficientemente pequenas para serem ignoradas (VAN-DESTE 2012).

Assim, combinando a força de inércia (Equação 3.8), em fase com a aceleração do fluxo local, e a força de arrasto (Equação 3.7), proporcional ao quadrado da velocidade de fluxo instantânea, resulta na fórmula empírica de Morison⁴⁹:

$$F = F_I + F_D = \rho C_M V \dot{u} + \frac{1}{2} \rho C_D A |u| u \quad (3.11)$$

$$F = F_I + F_D = \rho C_M \frac{\pi}{4} D^2 \dot{u} + \frac{1}{2} \rho C_D D |u| u \quad (3.12)$$

A Equação (3.12) descreve a mesma fórmula de Morison, mas por unidade de comprimento, caso se trate de uma estrutura cilíndrica de diâmetro D . Estas forças servem para descrever a força presente num fluxo oscilatório, e a Equação de Morison é aplicada em situações de fluxo unidireccional. Relembra-se que a força de inércia resulta da soma da força de Froude-Krylov com a força hidrodinâmica de massa adicional.

Esta força representa a força instalada num corpo fixo em fluxo oscilatório com uma velocidade de fluxo $\mathbf{u}(t)$ e aceleração de fluxo $\dot{\mathbf{u}}(t)$, onde ρ representa a massa volúmica do fluido e C_M e C_D são os coeficientes hidrodinâmicos de inércia e arrasto, respectivamente. A velocidade e aceleração das partículas da água são obtidas através do estudo cinemático de ondas regulares.

A Equação de Morison despreza as forças com direcção diferente do fluxo, nomeadamente as forças de elevação (*lift forces*), que são perpendiculares à direcção do fluxo, devido à possível formação de vórtices periódicos. Devido à elevada frequência, estas forças de elevação não são distribuídas por toda a estrutura, podendo então ignorar-se os seus efeitos nas cargas globais. A Equação de Morison ignora também a componente vertical da força de Froude-Krylov, da massa adicional e de arrasto, que terão maior significância no estudo de

⁴⁹ - Vide subcapítulo 3.1.2.

estruturas flutuantes circulares com maior rácio de diâmetro/dimensão lateral imersa da estrutura.

A obtenção do coeficiente hidrodinâmico de inércia C_M (ou da massa adicional C_A) e de arrasto C_D é verificada mais adiante. Nota-se no entanto que, através de inúmeras experiências laboratoriais, tais coeficientes dependem bastante das condições do fluxo (SARPKAYA, ISAACSON 1981), medidas pelo número de Reynolds (Re) e número de Keulegan-Carpenter (Kc) além da rugosidade superficial⁵⁰.

Quando um corpo se encontra em movimento, com velocidade hipotética $\dot{x}(t)$ e aceleração $\ddot{x}(t)$, a força instalada no corpo, também em fluxo oscilatório, é descrita pela equação 3.13, sendo aqui necessárias a velocidade e a aceleração relativa, obtida através da subtração das velocidades e acelerações das partículas do fluido e do corpo, no caso de a direcção ser a mesma:

$$F = \rho V \dot{u} + \rho C_A V (\dot{u} - \dot{x}) + \frac{1}{2} \rho C_D A |u - \dot{x}| (u - \dot{x}) \quad (3.13)$$

A equação (3.14) descreve a mesma força, mas por unidade de comprimento, caso se trate de uma estrutura cilíndrica de diâmetro D :

$$F = \rho \frac{\pi}{4} D^2 \dot{u} + \rho C_A \frac{\pi}{4} D^2 (\dot{u} - \dot{x}) + \frac{1}{2} \rho C_D D |u - \dot{x}| (u - \dot{x}) \quad (3.14)$$

Nestas equações, o 1º termo refere-se à força de Froude-Krylov, o 2º termo à força de *massa adicional* e o 3º termo à força de arrasto viscoso. Se o 2º termo for expandido, é de se notar que a parte referente ao movimento da estrutura ($-\rho C_A V (\ddot{x})$) geralmente é deslocada para “o outro lado” da Equação de Movimento e, juntamente com a massa real da estrutura (m_0), compõem a massa virtual do sistema (referido atrás pela Equação 3.6). A parte referente ao movimento do fluido ($\rho C_A V (\dot{u})$) junta-se ao 1º termo para formar um só termo de inércia (demonstrado anteriormente pela Equação 3.8). Com estas transformações, e definindo agora que $C'_D = C_D |u - \dot{x}| \approx \text{constante}$, a Equação de Movimento para translação horizontal pode então ter o seguinte aspecto, em que m_0 , c_0 e k são a massa, amortecimento e rigidez reais da estrutura, respetivamente:

$$m_0 \ddot{x} + c_0 \dot{x} + k x = \rho V \dot{u} + \rho C_A V (\dot{u} - \dot{x}) + \frac{1}{2} \rho C_D A |u - \dot{x}| (u - \dot{x})$$

⁵⁰ - Rugosidade superficial: Conjunto de desvios micro geométricos, caracterizados pelas pequenas saliências e reentrâncias presentes na superfície em contacto.

$$(\mathbf{m}_0 + \rho \mathbf{C}_A V) \ddot{\mathbf{x}} + \left(\mathbf{c}_0 + \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}'_D A \right) \dot{\mathbf{x}} + \mathbf{k} \mathbf{x} = \rho \mathbf{C}_M V \dot{\mathbf{u}} + \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}'_D A \mathbf{u} \quad (3.15)$$

$$\left(\mathbf{m}_0 + \rho \mathbf{C}_A \frac{\pi}{4} D^2 \right) \ddot{\mathbf{x}} + \left(\mathbf{c}_0 + \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}'_D D \right) \dot{\mathbf{x}} + \mathbf{k} \mathbf{x} = \rho \mathbf{C}_M \frac{\pi}{4} D^2 \dot{\mathbf{u}} + \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}'_D D \mathbf{u} \quad (3.16)$$

A Equação (3.15) descreve a Equação de Movimento para translação horizontal na sua forma mais generalizada, enquanto a Equação (3.16) descreve a mesma equação de uma estrutura cilíndrica por unidade de comprimento desta (nota-se que a massa real \mathbf{m}_0 , o amortecimento real \mathbf{c}_0 , e a rigidez \mathbf{k} deverão também ser descritos por unidade de comprimento da estrutura).

Como se pode observar nas Equações de Morison atrás expostas, existe o problema das equações serem não-lineares, devido à dependência quadrática da velocidade relativa entre a velocidade das partículas de água e da estrutura em estudo (VAN-DESTE 2012). Pode-se linearizar⁵¹ estas equações, de modo a facilitar a análise eficiente da resposta, de duas formas:

- deterministicamente, requerendo que a mesma energia seja dissipada por ciclo de onda para o modelo linear e não-linear;
- seguindo a Linearização Estocástica⁵², assumindo que a velocidade das partículas segue uma distribuição Gaussiana, que a média da velocidade relativa é nula e procurando a linearização que minimiza o erro esperado da média quadrática.

A Linearização através da dissipação de energia para uma única componente de onda corresponde a retirar o 1º termo na expansão de Fourier (VAN-DESTE 2012) e ignorar termos com frequência elevada.

A Linearização Estocástica (KAPPOS 2002) recomenda a seguinte aproximação, $X_D \mathbf{v}(t) |\mathbf{v}(t)| \approx X_D (\sqrt{8/\pi} \sigma_v) \mathbf{v}(t)$. Seguindo então a Linearização Estocástica, obtém-se a seguinte linearização da força de arrasto viscoso, com a definição do desvio padrão da velocidade relativa:

$$F_A = \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}_D A |\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}| (\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \rho \mathbf{C}_D A (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) (\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}) \quad (3.17)$$

⁵¹ - Refere-se a encontrar a aproximação linear de uma função num determinado ponto ou seja, fazer seu gráfico assemelhar-se a uma recta, a tangente no ponto citado.

⁵² - Seguindo certas probabilidades.

$$\mathbf{F}_A = \frac{1}{2} \rho C_D D |\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}| (\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \rho C_D D (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) (\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}) \quad (3.18)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} (\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}})^2 dt} \quad (3.19)$$

Aqui T_0 representa o tempo necessário para várias oscilações da estrutura. No caso das Equações de Movimento referidas anteriormente (Equação 3.15 e 3.16), com esta linearização pode-se substituir a definição do coeficiente de arrasto por:

$$\mathbf{C}'_D = C_D |\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}| = C_D (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) \quad (3.20)$$

Com esta nova definição pode-se alterar novamente as Equações de Movimento, para:

$$\begin{aligned} & (\mathbf{m}_0 + \rho C_A V) \ddot{\mathbf{x}} + \left(\mathbf{c}_0 + \frac{1}{2} \rho C_D (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) A \right) \dot{\mathbf{x}} + \mathbf{k} \mathbf{x} \\ & = \rho C_M V \dot{\mathbf{u}} + \frac{1}{2} \rho C_D (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) A \mathbf{u} \\ & \left(\mathbf{m}_0 + \rho C_A \frac{\pi}{4} D^2 \right) \ddot{\mathbf{x}} + \left(\mathbf{c}_0 + \frac{1}{2} \rho C_D (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) D \right) \dot{\mathbf{x}} + \mathbf{k} \mathbf{x} \\ & = \rho C_M \frac{\pi}{4} D^2 \dot{\mathbf{u}} + \frac{1}{2} \rho (\sqrt{8/\pi} \sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}) D \mathbf{u} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Utilizando estas Equações de Movimento e com os valores de \mathbf{u} e $\dot{\mathbf{u}}$ obtidos em conjunto com os coeficientes hidrodinâmicos escolhidos (C_M e C_D), pode-se chegar a soluções numéricas com recurso a iterações. Com uma estimativa inicial do desvio padrão ($\sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}$), resolve-se as Equações de Movimento para \mathbf{x} , recalcula-se $\sigma_{\mathbf{u}-\dot{\mathbf{x}}}$, e depois resolve-se de novo para \mathbf{x} . Continua-se este procedimento até se conseguir quase nenhuma alteração do desvio padrão (KAPPOS 2002).

3.4. TEORIA DE DIFRACÇÃO

A Teoria de Difracção é mais usada em casos de estruturas de grandes dimensões e é geralmente aplicável quando o parâmetro de difracção respeita $\pi D/L > 0,5$. Geralmente, o cálculo das forças de difracção é baseado nas distribuições das pressões de Froude-Krylov, assumindo um escoamento hidrodinâmico ideal (sem a perturbação induzida pela presença da estrutura) e aplicando a Teoria de Onda Linear.

A Teoria da Onda Linear é baseada em três parâmetros básicos: a altura da onda H , o comprimento de onda λ e a profundidade d da lâmina de água. Esta teoria baseia-se na hipótese de que a altura é pequena em relação ao comprimento de onda e à profundidade da lâmina d'água; assim as condições de contorno da superfície livre podem ser linearizadas e satisfeitas na superfície média ao invés de na superfície livre.

Para melhor explicar a aplicação da Teoria de Difracção, recorre-se ao exemplo representado pela Figura 39, onde se pretende estudar as forças de difracção presentes numa estrutura cilíndrica imersa (WILSON 2003). As forças totais (força horizontal, força vertical e momento) no cilindro são:

$$p_{lx}(t) = C_h F_{kx} \quad \text{e} \quad p_{lz}(t) = C_v F_{kz} \quad (3.21)$$

$$M_0(t) = C_0 (\bar{z} F_{kx} + \bar{x} F_{kz}) = C_0 M_k \quad (3.22)$$

Os termos F_{kx} e F_{kz} nestas equações referem-se às forças de Froude-Krylov e são as forças resultantes induzidas pela pressão hidrodinâmica nos lados verticais e no topo horizontal da superfície da estrutura, com distâncias de aplicação \bar{z} e \bar{x} (de acordo com Figura 39), respectivamente (VAN-DESTE 2012). Para se obterem as forças de Froude-Krylov é necessário assumir que o campo de pressão das ondas é imperturbado pela presença da estrutura. Os coeficientes C_h , C_v e C_0 são propostos por Hogben e Standing (1975), obtidos através de resultados experimentais, e majoram as forças de Froude-Krylov para calcular as forças efetivas reais incluindo o efeito da difracção das ondas pelas grandes dimensões da estrutura real.

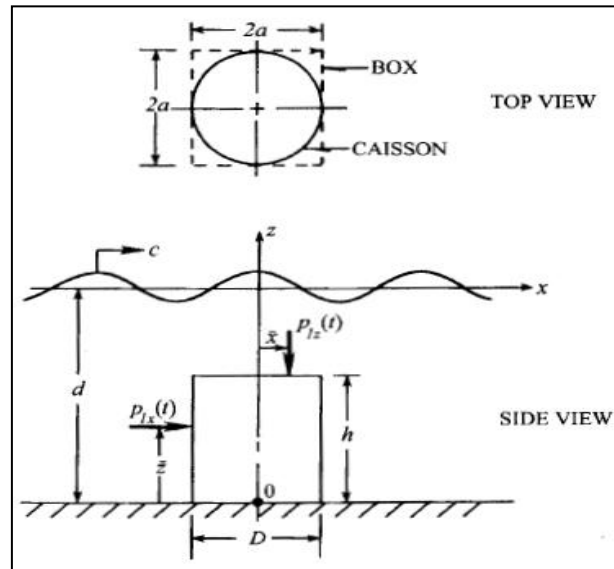


Figura 39 - Representação das forças de difração num cilindro submerso (WILSON 2003).

Hogben e Standing propuseram os seguintes coeficientes de correção para um cilindro submerso de diâmetro D e altura h (representado na Figura 39), com uma profundidade de água d e um comprimento de onda incidente λ , para uma melhor aproximação das pressões reais impostas:

$$C_h = 1 + 0,75 (h/D)^{1/3} (1 - 0,3 (\pi D/\lambda)^2) \quad (3.23)$$

$$C_v = 1 + 0,74 (\pi D/\lambda)^2 (h/D), \text{ quando } \pi h/\lambda \leq 1$$

$$C_v = 1 + \pi D/(2\lambda), \text{ quando } \pi h/\lambda > 1 \quad (3.24)$$

$$C_0 = 1,9 - 0,35 \pi D/\lambda \quad (3.25)$$

Estas equações têm as seguintes restrições na sua aplicabilidade:

$$h/d < 0,6, \text{ para } C_h, C_v \text{ e } C_0 \quad (3.26)$$

$$0,3 < h/D < 2,3, \text{ para } C_h \text{ e } C_v \quad (3.27)$$

$$0,6 < h/D < 2,3, \text{ para } C_0 \quad (3.28)$$

Assumindo uma única onda incidente e arbitrando esta descrita pela Teoria de Onda Linear com as características fornecidas pela Tabela 3, a pressão dinâmica, de acordo com as coordenadas estabelecidas, é:

$$p(x, z, t) = \rho g \frac{H}{2} \frac{\cosh(k(z+d))}{\cosh(kd)} \cos(kx - wt)$$

As forças F_{kx} e F_{kz} são calculadas integrando a diferença de pressões ao longo do lado vertical e do topo da estrutura, e multiplicando cada força pelo respetivo coeficiente de correção chega-se às forças reais p_{lx} e p_{lz} . O momento real obtém-se simplesmente multiplicando as forças F_{kx} e F_{kz} pela distância de aplicação das mesmas com o ponto central $\mathbf{0}$ (\bar{z} e \bar{x} , respetivamente) e pelo coeficiente de correção do momento C_0 . Por exemplo, a força de Froude-Krylov horizontal seria:

$$F_{kx} = 2a \int_{-d}^{(h-d)} (p(-a, z, t) - p(a, z, t)) dz = -2 a \rho g H \frac{\sinh(kx)}{k \cosh(kd)} \sin(ka) \sin(wt) \quad (3.29)$$

$$p_{lx}(t) = C_h F_{kx} = -2 C_h a \rho g H \frac{\sinh(kx)}{k \cosh(kd)} \sin(ka) \sin(wt) \quad (3.30)$$

3.5. REGIMES DE FLUXO – FORÇA DE MORISON VERSUS FORÇA DE DIFRACÇÃO.

De acordo com Hogben (1976), as cargas numa estrutura podem ser classificadas convenientemente como cargas de arrasto, inércia ou difracção. A classificação depende do tipo e tamanho da estrutura e das condições das ondas. Ainda de acordo com Hogben, geralmente pode-se dizer que:

- as forças de arrasto (*drag*) resultam da separação da corrente induzida pela velocidade relativa do fluido e são mais significantes para componentes e estruturas tubulares de pequeno diâmetro;
- as forças de inércia (*inertia*) ocorrem por causa do gradiente de pressão associado à aceleração relativa do fluido e são mais significantes para componentes e estruturas de dimensões seccionais grandes;
- as forças de difracção (*diffraction*) ocorrem devido ao espalhamento da onda incidente

ao redor da estrutura e são significantes somente quando as dimensões seccionais da estrutura são uma fracção substancial do comprimento da onda.

Os efeitos de difracção tornam-se importantes quando o parâmetro de difracção assume valores $\pi D/\lambda > 0,5$, casos em que o número de Reynolds tem menor importância. Mas quando o parâmetro de difracção assume valores $\pi D/\lambda < 0,5$, a corrente das ondas tende a separar-se da superfície da estrutura, e nestes casos o número de Reynolds (Re) e o número de Keulegan-Carpenter (K_C) assumem maior significância.

De acordo com Chakrabarti (2005), a distinção entre estruturas estreitas e largas pode ser feita através de uma relação entre o parâmetro de difracção ($\pi D/\lambda$) e a relação H^{53}/D , que é equivalente ao número de Keulegan-Carpenter, pois para águas profundas, por exemplo, $\lambda \approx g T^2 / (2\pi)$ e então $K_C = u_0 T / D \approx g T^2 H / (2 \lambda D) \approx (\pi H) / D$. Esta relação encontra-se representada pela Figura 40 (note-se que L encontra-se no lugar de λ em representação do comprimento da onda). Observando a Figura 40 e tendo os parâmetros calculados, pode-se chegar às seguinte hipótese:

- Para a **região I**, a parte da inércia (F_I) na Equação de Morison é suficiente para descrever as forças na estrutura;
- Se $\pi D/\lambda > 0,5$, para além da parte da inércia acima mencionada, deve-se analisar e introduzir também as forças de difracção (**região II**);
- Para a **região III**, as forças de inércia são preponderantes;
- Para a **região IV**, ambas as forças de difracção e inércia podem ser importantes no estudo e devem ser analisadas.
- Quando $H/D > 2$, deve-se usar a Equação de Morison no seu estado geral, com a contribuição da força de inércia em conjunto com a força de arrasto (**regiões V e VI**) para descrever as forças hidrodinâmicas presentes na estrutura submersa;
- À medida que K_C aumenta, a contribuição da força de arrasto (F_D) na estrutura aumenta também (**região VI**);

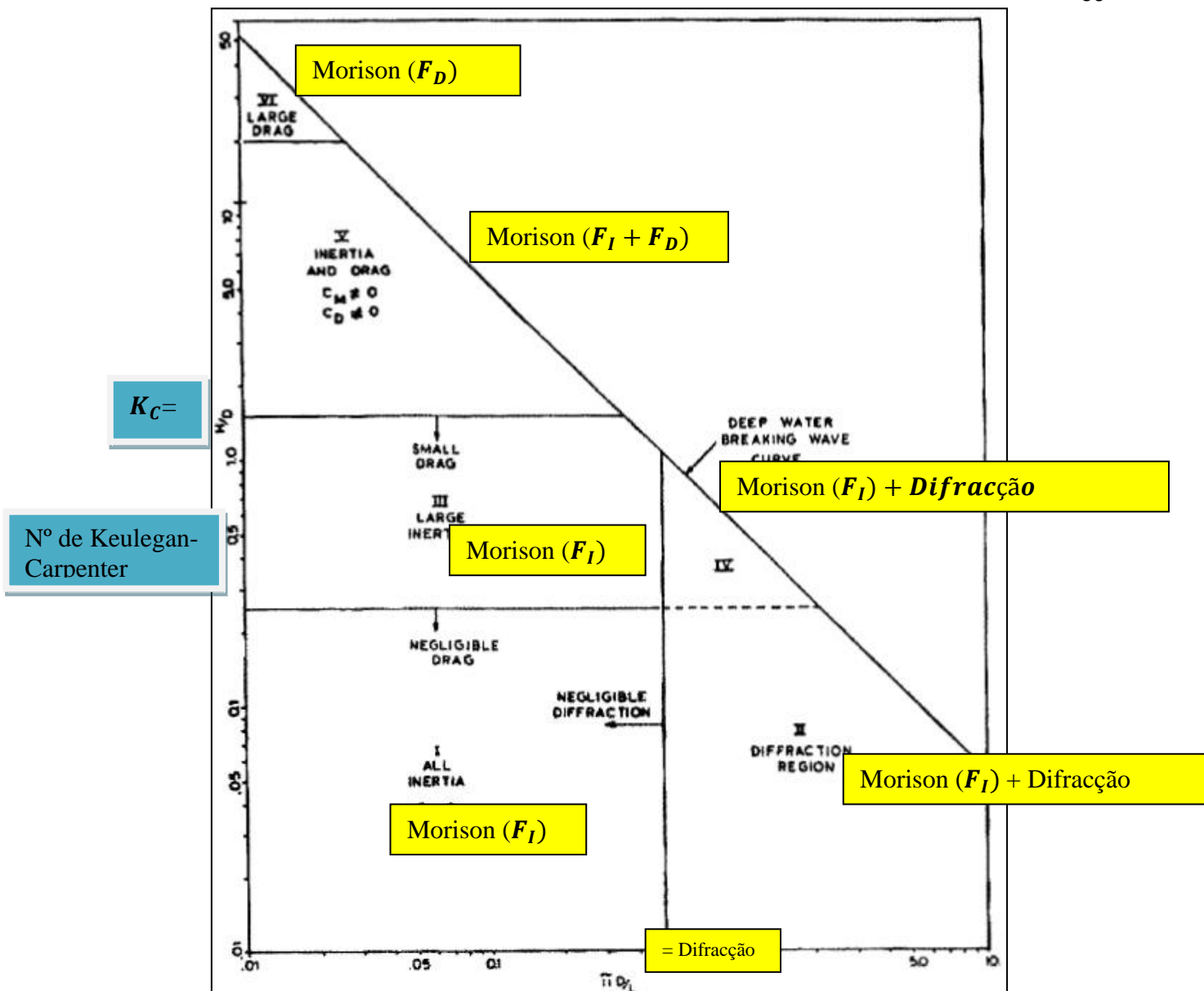


Figura 40 - Limites de aplicação - Estrutura Estreita versus Larga (CHAKRABARTI 2005).

Wilson (2003) usa uma metodologia semelhante, mas com relações de parâmetros ligeiramente diferentes, produzindo outros intervalos. De acordo com este, as seguintes condições entre o diâmetro do cilindro D , a altura da onda H e o comprimento da onda λ podem definir os regimes de fluxo:

- Se $D/H < 0,1$ (Arrasto - Drag), aplica-se a Equação de Morison, mas o termo que envolve C_D domina a equação contra o termo que envolve C_M , já que a força de arrasto é mais significativa nos casos de pequenos diâmetros, e $F \cong F_D$ (ver Equação 3.7);
- Se $0,5 < D/H < 1,0$ (Inércia - Inertia), aplica-se a Equação de Morison, mas o termo que envolve C_M domina a equação contra o termo que envolve C_D , e então

$F \cong F_I$ (ver Equação 3.8);

- Se $D/\lambda > 0,2$ (Difração – *Diffraction*), aplica-se a Teoria de Difração com as pressões de Froude-Krylov e a Teoria de Onda Linear.

3.6. COEFICIENTES HIDRODINÂMICOS DE FLUXO.

O autor Chakrabarti (2005) realizou várias experiências com cilindros articulados oscilados harmonicamente dentro de água e obteve aproximações dos coeficientes de massa adicional C_A e arrasto C_D (lembra-se que o coeficiente de inércia C_M pode ser obtido através da relação $C_A = C_M - 1$), representados na Figura 41. Como se pode observar, o coeficiente de massa adicional C_A partilha uma relação somente com o número de Keulegan-Carpenter (Kc), enquanto que o coeficiente de arrasto C_D partilha uma relação com o número de Keulegan-Carpenter e com o número de Reynolds (Re), ambos parâmetros adimensionais.

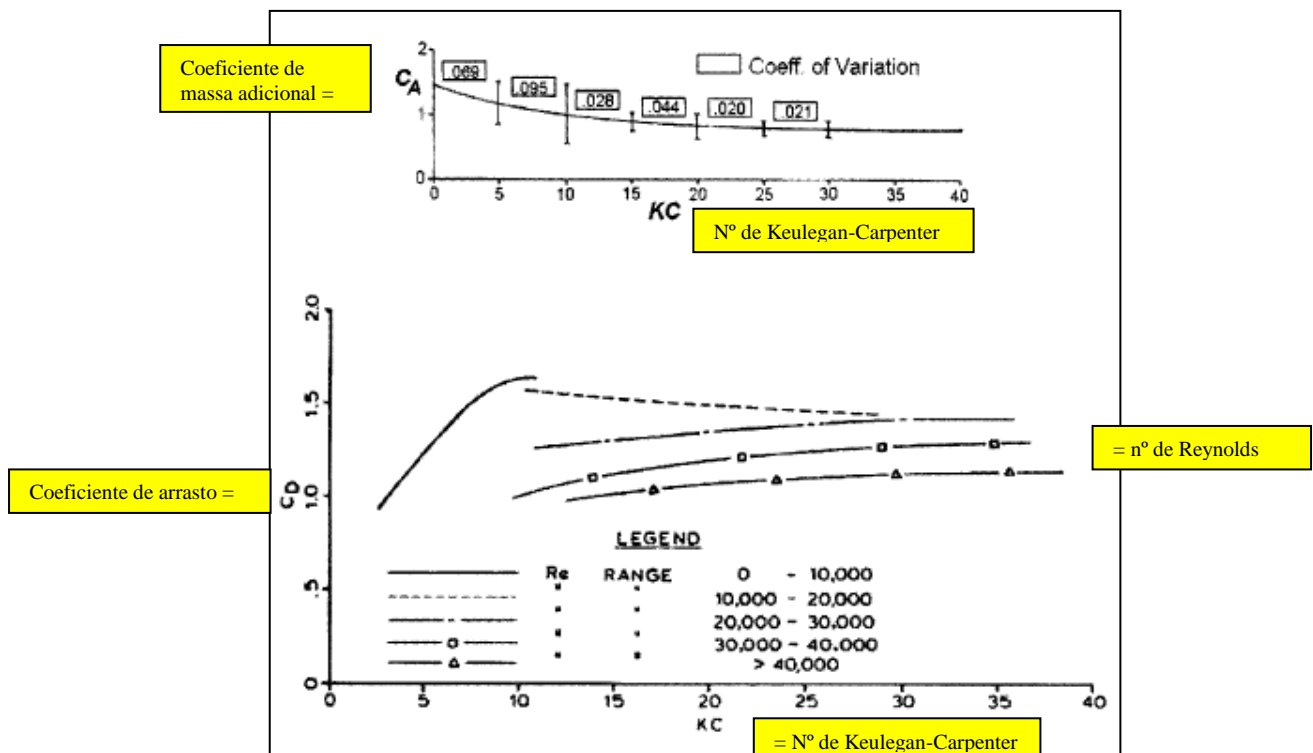


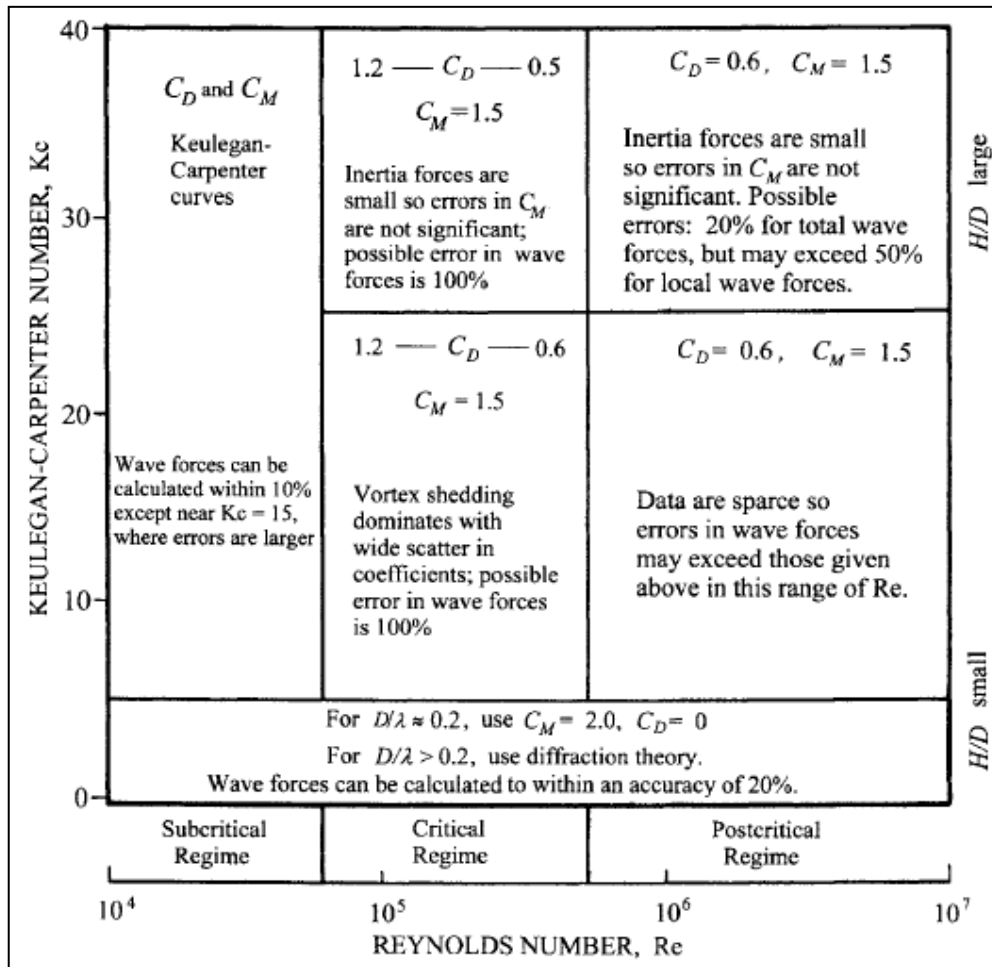
Figura 41 - Coeficientes de massa adicional e arrasto para um cilindro vertical oscilatório (CHAKRABARTI 2005).

De acordo com o autor, devido à complexidade do fenómeno do fluxo de um fluido que passa por um corpo submerso, a grande dificuldade em recriar campos de fluxo em ambientes confinados e o custo elevado de testes em campo (*in situ*), agências certificadas e muitas

companhias especializadas em projetos em offshore estimam os coeficientes de inércia e arrasto através da vasta experiência profissional adquirida.

Abaixo apresenta-se a simplificação sugerida por Wilson (2003) no que toca a coeficientes hidrodinâmicos, seguindo o guia da *British Ship Research Association* (Tabela 4).

Tabela 4 - Simplificação dos coeficientes C_M e C_D para cilindros lisos e verticais (WILSON 2003).



A seguir apresenta-se a metodologia aconselhada por Chakrabarti (2005) que segue os guias fornecidos pela API (2007), gráficos das Figuras 42-46, para a obtenção rigorosa dos coeficientes hidrodinâmicos C_M e C_D de um membro cilíndrico:

- calcular o diâmetro efetivo ($D = D_c + 2k$);
- encontrar o coeficiente de arrasto em fluxo estável equivalente C_{DS} a partir do gráfico da Figura 42, através da rugosidade de superfície relativa ($e = K/D$);

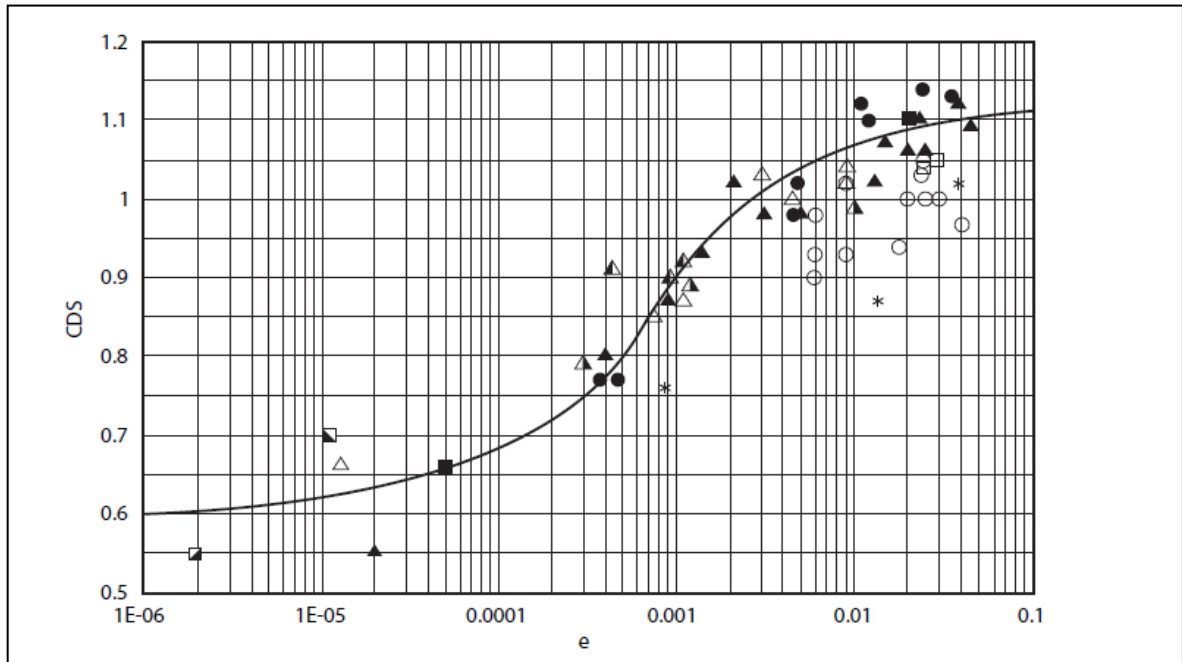


Figura 42 - Coeficiente de arrasto equivalente em fluxo estável C_{DS} x rugosidade superficial relativa (API 2A-LRFD 2007).

- calcular o número de Keulegan-Carpenter ($Kc = u_0 T / D$) e calcular relação Kc / C_{DS} ;
- encontrar o coeficiente de arrasto C_D a partir do Gráfico da Figura 43, através do valor de Kc / C_{DS} obtido.

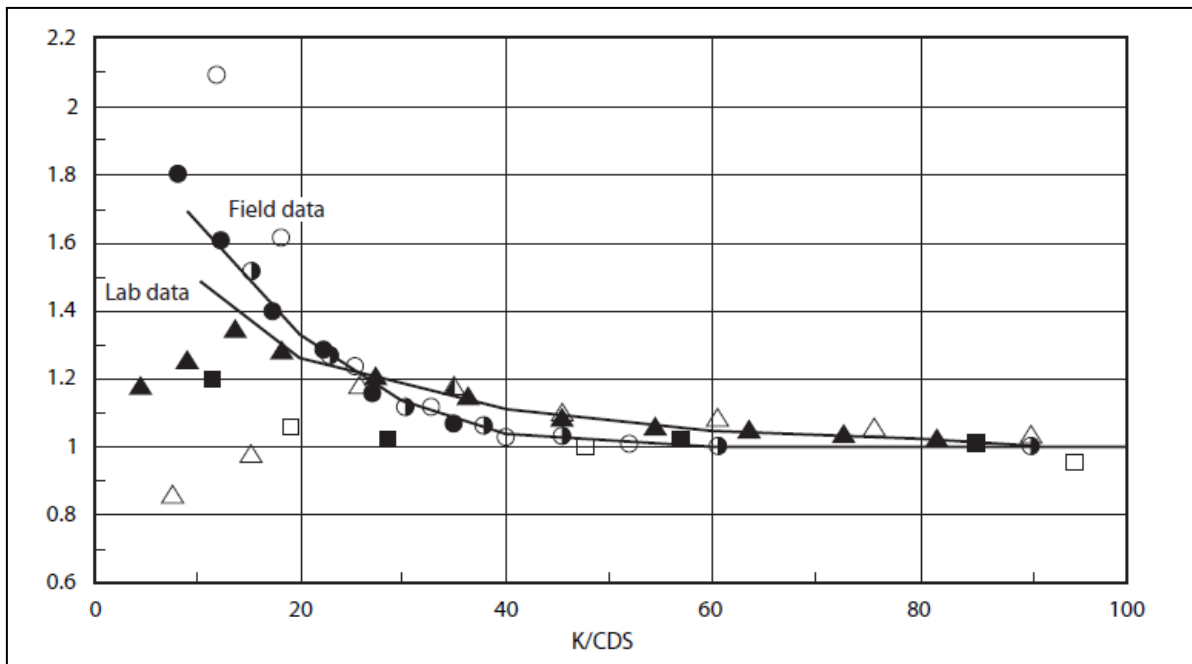


Figura 43 - Coeficientes de Arrasto C_D em função de K/C_{DS} (Mar Agitado, API 2A-LRFD 2007).

• Se $Kc < 12$, então usar o gráfico da Figura 44 para o coeficiente C_D ;

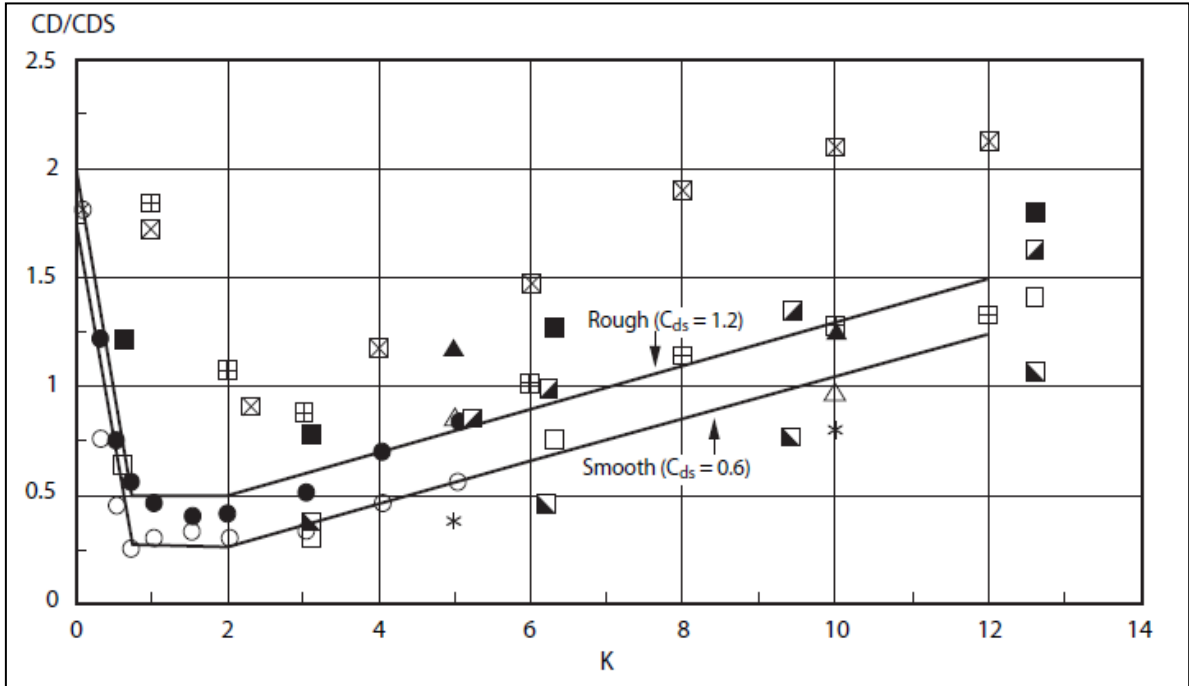


Figura 44 - Coeficientes de Arrasto C_D/C_{DS} em função de K (Mar Calmo, API 2A-LRFD 2007).

• se $Kc > 12$, usar o Gráfico da Figura 45 para obter o coeficiente de inércia C_M , através também da relação Kc/C_{DS} . Se $Kc/C_{DS} \geq 17$, então usar $C_M = 1,6$ para cilindros lisos e $C_M = 1,2$ para cilindros de elevada rugosidade;

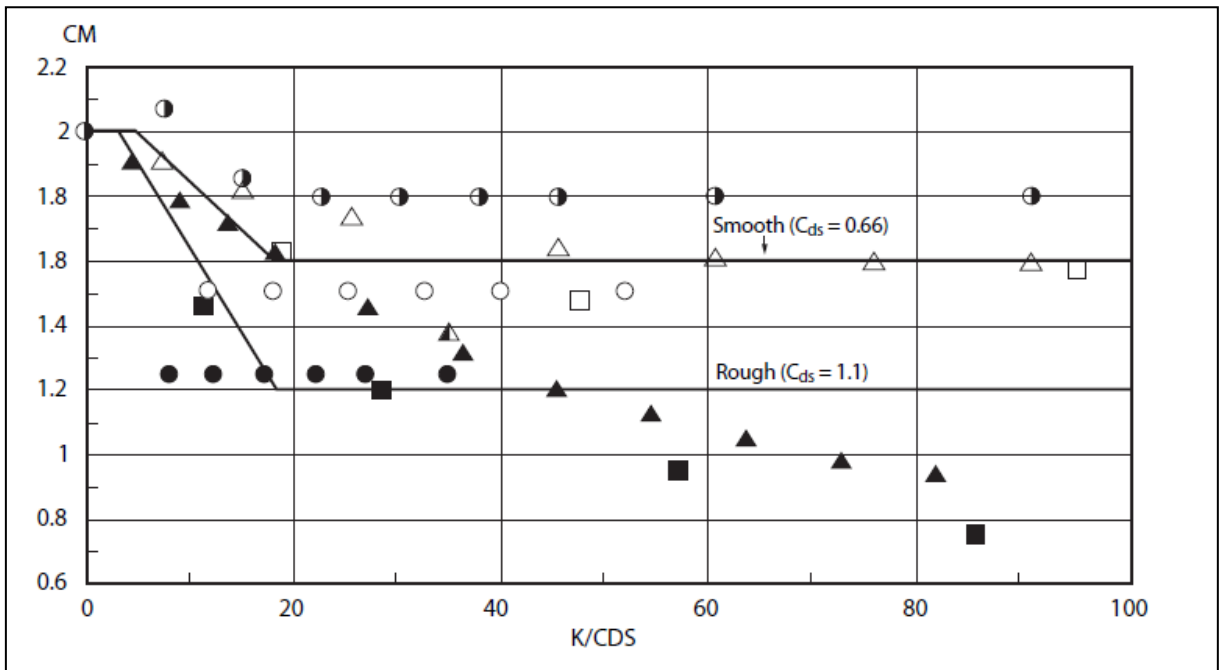


Figura 45 - Coeficientes de Inércia C_M em função de K/C_{DS} (Mar agitado, API 2A-LRFD 2007).

- se $Kc < 12$, usar o gráfico da Figura 46 para obter o coeficiente de inércia C_M ;

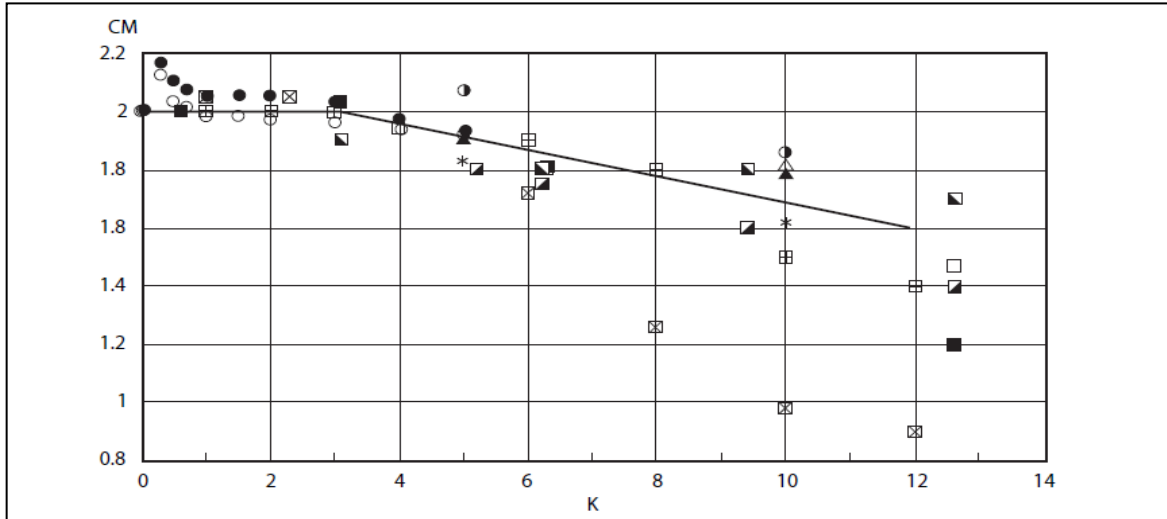


Figura 46 - Coeficientes de Inércia C_M em função de K (Mar calmo, API 2A-LRFD 2007).

- para membros não-circulares, o coeficiente equivalente C_{DS} é independente da rugosidade superficial.

Note-se que D_c representa o diâmetro do cilindro, k a altura média da rugosidade na superfície (geralmente devido a organismos marinhos), u_0 a amplitude da velocidade de onda e T o período da onda.

Note-se também que a metodologia explicada anteriormente segue o guia proposta pela API (2007), pelo que se decidir-se seguir outra agência certificada (por exemplo, *Det Norske Veritas*) devem-se usar os coeficientes recomendados por essa mesma agência, que, possivelmente, serão ligeiramente diferentes.

3.7. VENTOS E CORRENTES MARÍTIMAS.

De modo a estimar a carga direta do vento na estrutura, acima do nível da água, e a magnitude das forças das ondas, é necessário conhecer-se previamente uma média da velocidade do vento, geralmente a 10 m da superfície da água. Com a velocidade média definida como $u_{vento}(h)$, em que h é a altura média da velocidade do vento obtida, e a altura acima da água z , teremos então a velocidade média do vento a altitude z acima da superfície de água:

$$u_{vento}(z) = (z/h)^{1/n} u_{vento}(h) \quad (3.31)$$

O expoente n é utilizado para descrever as condições marítimas em que se encontra a estrutura, seleccionando $n = 3$ para áreas costeiras agitadas, $n = 7$ ou 8 para casos de ventos

em mar não obstruído e $n = 12$ ou 13 para ventos fortes e temporais. Com esta velocidade pode-se obter uma estimativa da força produzida pelo vento através de uma equação semelhante à da força de arrasto (Equação 3.7), com C_D a assumir valores descritos pela Tabela 5. Aqui, ρ representa a massa volúmica do ar, A a área projetada da estrutura normal ao fluxo do vento e $u_{vento}(z)$ a velocidade média do vento à altitude z .

$$F_W = \frac{1}{2} \rho C_D A (u_{vento}(z))^2 \quad (3.32)$$

Tabela 5 - Valores recomendados para o coeficiente de arrasto do vento em offshore (CHAKRABARTI, 2005).

Item	C_D
Vigas	1,5
Lateral de embarcações	1,5
Secções cilíndricas	0,5
Área geral projetada da plataforma	1,0

Para além destas cargas estáticas, recomenda-se que se analisem também os efeitos dinâmicos do vento em estruturas offshore, para determinadas situações. No caso de uma estrutura flutuante amarrada, se o período fundamental da estrutura em oscilação livre se encontrar próximo do período do vento (rajadas de vento), a flexão dinâmica ocorrida poderá ser significativa. No caso de uma plataforma fixa ao fundo do mar, a resposta dinâmica devido ao vento é geralmente desprezível.

De acordo com Gaythwaite (1981), as correntes provocadas pela maré e pelo vento são as mais relevantes no projeto de estruturas flutuantes e fixas. De modo a estimar os efeitos induzidos por estas correntes marítimas na estrutura, é necessário conhecer-se previamente a velocidade da corrente de maré à superfície da água $u_t(\mathbf{0})$ e a velocidade da água à superfície provocada pelo soprar contínuo do vento $u_w(\mathbf{0})$. Com estas duas velocidades conhecidas (dados fornecidos pela entidade oficial observadora do mar e atmosfera), obtém-se então a velocidade média da maré e a velocidade média devido ao soprar contínuo do vento, ambas em função da profundidade da água z :

$$u_t(z) = (1 + z/d)^{1/7} u_t(\mathbf{0}) \quad (3.33)$$

$$u_w(z) = (1 + z/d) u_w(\mathbf{0}) \quad (3.34)$$

Aqui temos novamente \mathbf{d} , que representa a profundidade, e \mathbf{z} é a coordenada à qual a velocidade está a ser estimada (número negativo medido a partir da superfície do mar). Em ambas as situações a velocidade é nula no fundo do mar, ou seja, $\mathbf{u}_t(-\mathbf{d}) = \mathbf{u}_w(-\mathbf{d}) = \mathbf{0}$.

Desprezando os efeitos devidos à presença de possíveis vórtices, a força de arrasto total, à profundidade \mathbf{z} , numa estrutura estacionária e submersa pode ser estimada pela Equação 3.7, mas utilizando a velocidade efetiva do fluido \mathbf{u}' , que é simplesmente a soma da velocidade das partículas de água \mathbf{u} com estas duas velocidades obtidas anteriormente (\mathbf{u}_t e \mathbf{u}_w):

$$\mathbf{u}' = \mathbf{u} + (1 + \mathbf{z}/\mathbf{d})^{1/7} \mathbf{u}_t(\mathbf{0}) + (1 + \mathbf{z}/\mathbf{d}) \mathbf{u}_w(\mathbf{0}) \quad (3.35)$$

3.8. FORÇA DE BATIMENTO DAS ONDAS (WAVE SLAMMING).

Diferente das forças periódicas já discutidas, a força de batimento de uma onda (*wave slamming*) refere-se ao impacto de uma única onda ocasional, mas de grande amplitude energética. De acordo com Miller (1977), através de vastas experiências analisando o bater de ondas contra cilindros circulares, a força de batimento de uma onda contra um cilindro circular e rígido pode ser aproximada pela equação 3.36:

$$F_S = \frac{1}{2} \rho C_S A u^2 \quad (3.36)$$

Nesta equação o **coeficiente de batimento** C_S , de acordo com Sarpkaya (1978), varia entre $0,5\pi$ e $1,7\pi$, mas recomenda-se usar $C_S = 3,5$, na prática geral. O A corresponde à área superficial onde a força irá causar impacto, enquanto ρ a **massa volúmica da água** e u a **velocidade horizontal máxima** das partículas de água.

CAPÍTULO 4: RESTRIÇÃO AO PASSEIO POR CABOS.

Quando se trata de uma estrutura flutuante é bastante frequente o uso de cabos de ancoragem para auxiliar na estabilidade e posicionamento da mesma. Tais cabos são, usualmente, formados por correntes de aço, cabos de fios metálicos ou poliéster, e são geralmente, distribuídos simetricamente à volta da estrutura e a sua função é garantir os esforços de restauração que manterão a estrutura flutuando na sua posição original de ancoragem ou perto dela.

Uma unidade flutuante está constantemente sujeita à acção ambiental (as ondas, o vento e as correntes) que vinculam o esforço produzido por essas forças externas com a embarcação tanto no sentido vertical como no horizontal. As forças horizontais tendem a afastar no plano da água, a plataforma do seu local inicial de operação.

O sistema de amarração visa limitar principalmente o deslocamento no plano horizontal, assegurando a posição da unidade flutuante, proporcionando a indispensável segurança operacional para a unidade, é o chamado *offset* da estrutura flutuante.

Os sistemas de amarração de plataformas flutuantes ou de FPSO podem ser dispostos em catenária, *Taut-legs* ou *Tension legs*.

À medida que a profundidade do mar, no local em que se encontra a estrutura, aumenta, é inevitável a formação de uma curva catenária nestes cabos. O formato em catenária provoca um aumento ou diminuição da tensão da linha à medida que esta é esticada ou assenta no chão, respectivamente. Este jogo de tensões na linha produz uma força de restauro de característica não linear que ajuda a estrutura a resistir às forças marítimas aplicadas na mesma, provocadas pelas ondas e pelo vento.

A catenária em CP sempre ocorre mesmo no sistema *Taut-leg*, porque são grandes extensões, em alguns casos mais de 2 km, porém em valores pouco significativos quando comparados com os cabos de aço.

Devido à necessidade de se operar em mares cada vez mais profundos, o próprio peso e material de composição dos cabos de ancoragem tornam-se igualmente uma preocupação porque quanto mais pesada for a linha menor será a flutuabilidade da plataforma. Usualmente, nestes casos, os cabos de aço são trocados por cabos de fibra sintética que apresenta valores bastante reduzidos em termos de peso e custo, e que já provou apresentarem boa rigidez e serem bastante resistentes à água do mar (efeitos associados de corrosão, desgaste, perda de rigidez, entre outros parâmetros, são extremamente minimizados).

Manter a unidade posicionada dentro de uma localização implica a aceitação de uma certa variação em tal localização dentro de uma faixa aceitável ao redor do local, como

previsto inicialmente no projecto. Este *offset* é geralmente determinado pelos requisitos técnicos e operacionais dos dispositivos que se conectam à unidade submersante.

Para permitir que as unidades flutuantes operem com segurança, o *offset* fornecido pelo sistema de amarração deve ser menor do que o entorno da embarcação, o raio que define a sua região.

A rigidez⁵⁴ do sistema de amarração é considerada como uma relação de restauração de forças do sistema (fornecida pelas linhas de tensão solicitadas pelas forças ambientais) e o respectivo *offset*. Assim, um sistema é considerado mais ou menos rígido quando, ao ser solicitado por certa força ambiental, o passeio necessário para a restauração do equilíbrio for menor ou maior.

Os cálculos para determinar a rigidez de um sistema de amarração estão directamente associados aos cálculos para a rigidez de cada linha. A composição e o número das amarras são calculadas com o objectivo de manter a plataforma flutuante dentro de certos limites (passeio, *offset*) geralmente medido como uma percentagem da lâmina de água.

Para unidades de perfuração, durante as operações normais, a variação máxima admissível é em torno de 6% dessa profundidade.

Este limite no entanto, é reduzido para 2 a 3% em operações especiais como no caso da instalação de válvulas de prevenção de derrames⁵⁵. No que respeita às unidades de produção, a deriva tem de ser aumentada devido às características das linhas flexíveis de produção ligadas à unidade. Estas linhas não devem ser submetidas a uma tracção pesada. Em geral, o desvio máximo médio projectado para as unidades de produção fica em torno de 15%.

Com a necessidade de mais linhas em maior profundidade e a consequente utilização de comprimentos maiores de cordas sintéticas, o comprimento das linhas também vai aumentar e por conseguinte tornarão mais críticas as ancoragens, obrigando a indústria a desenvolver novas fibras sintéticas que permitam menor alongamento (BASTOS et al. 2010).

Para além destes cabos, hoje em dia também já é frequente encontrar-se sistemas de posicionamento com recurso a satélites (*Dynamic Positioning*). A grande vantagem deste método é que permite à estrutura deslocar-se rapidamente se for necessário, sem ter de aguardar a recolha demorada das âncoras (por exemplo, no caso de colisão iminente com outra embarcação ou no caso de reposicionamento num local com presença regular de tufões ou tsunamis). A grande desvantagem deste método consiste na necessidade dos motores da estrutura permanecerem a trabalhar, sem parar, durante qualquer atividade marítima em que a estrutura se encontrar, podendo tornar-se numa solução bastante dispendiosa.

⁵⁴ - N/m.

⁵⁵ - BOP, *blowout preventer* (válvula de prevenção de rotura).

Por exemplo, a estrutura FPSO Girassol da TOTAL em Angola, encontra-se fixa através de várias boias ancoradas com múltiplos cabos em catenária, dispersos em pontos estratégicos e, por questões de segurança, as embarcações que prestam apoio (lanchas, rebocadores, barcos de mantimentos, etc.) ou possuem posicionamento por satélite ou são ancorados a uma distância mínima da estrutura.

4.1. CARACTERÍSTICAS DOS CABOS EM POLIÉSTER.

As fibras sintéticas, por causa da sua origem polímera, em função do tempo de utilização e temperaturas ambientes, mostram um comportamento visco-elástico possuindo assim ambos comportamentos, elástico e viscoso.

A mais usada fibra sintética para cordas de amarração é o poliéster, que permite a produção de fortes e leves cordas de amarração com uma vida útil prolongada a custos bastante competitivos, quando comparados com outras fibras sintéticas.

O fio de poliéster de elevada resistência baseia-se no politereftalato de etileno (PET), Figura 47, que é um produto produzido em larga escala mundial e usado no dia-a-dia como na fabricação de roupas e garrafas.

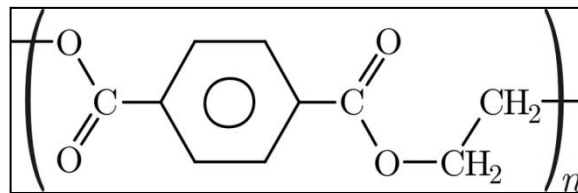


Figura 47 - Estrutura do Polímero PET

Desta forma, a concepção de uma amarração em CP, a corda leva em conta a alta tenacidade do fio, sua alta resistência à fadiga, a baixa deformação e principalmente, seu relativo pequeno alongamento.

As principais características do PET em comparação com outras fibras têxteis (CAETANO 2010) encontra-se na Tabela 6, a seguir:

Tabela 6 - Principais características das fibras têxteis

Característica	Algodão	Rayon	Poliamida	Poliéster	Aramida
Massa específica, Mg/m ³	1,54	1,52	1,14	1,38	1,40
Humidade absoluta, %	8,5	13,0	4,5	0,5	2,0
Temp. máx. Serv., °C	150	150	180	180	250
Ponto de fusão, °C	Dec. 230*	Dec. 210*	245	257-260	500
Diâmetro das fibras, µm	12	12	25	22	12
dtex ⁵⁶ / filamento	1,6	1,8	6,7	5,7	1,7
Tensão de ruptura, MPa	230	685	950	1100	2750
Tenacidade, cN/tex	15	45	85	80	190
Módulo, GPa	9,8	18,6	4,9	10,8	53
Módulo Inicial, cN/tex	225	600	500	850	4000
Alongamento na ruptura, %	8	10	16	13	4
Encolhimento em ar quente, a 150°C, %	0	0	5	11	0,2
Resistência aos:					
Ácidos	NR	NR	FR-R	FR-R	R
Alcalis	R	R	R	FR	R
*Decomposição do material R = Resistente NR = Não Resistente FR = Fraca Resistência					

A resistência à ruptura⁵⁷ por tracção e a resiliência⁵⁸ são as principais características buscadas nos elementos de amarração.

Pela Tabela 6, podemos ver que á excepção da Aramida, o PET é a fibra com maior tensão de ruptura, porém a Aramida possui maior humidade absoluta e ambas sensivelmente a mesma massa específica.

A força de tracção actuando em um sólido perfeitamente elástico, insere uma tensão provocando uma proporcional deformação neste, ou seja, obedecerá à Lei de Hooke, que relaciona a tensão de tracção (σ) e a deformação (ϵ , alongamento), conforme a equação 3.37:

⁵⁶ - Definição de tex e de dtex: 1 tex é o peso, em gramas, de 1000 metros de filamento ou de fio; 1 dtex = 0,1 tex

⁵⁷ - Tensão máxima última admitida antes de o material romper-se. Esta dividida por um factor de segurança determina a tensão admissível.

⁵⁸ - É a energia de deformação necessária para levar o material até o seu limite elástico (e de este voltar ao seu estado inicial).

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (3.37),$$

onde E é o módulo de elasticidade ou Módulo de Young, uma constante de proporcionalidade, e pode ser determinado também através da equação 3.38:

$$E = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{\Delta l}{l}} = \frac{Fl}{A\Delta l} \quad (3.38),$$

e graficamente representada na Figura 48:

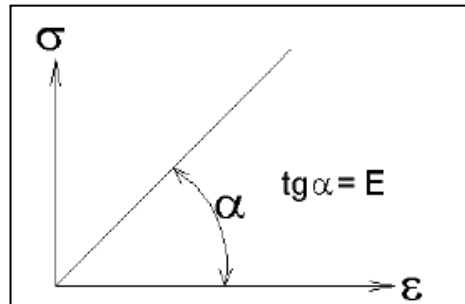


Figura 48 - Tensão x deformação, no regime elástico.

A seguir é apresentada a Figura 49, com uma visão geral sobre a tensão de ruptura dos principais materiais usados na engenharia civil.

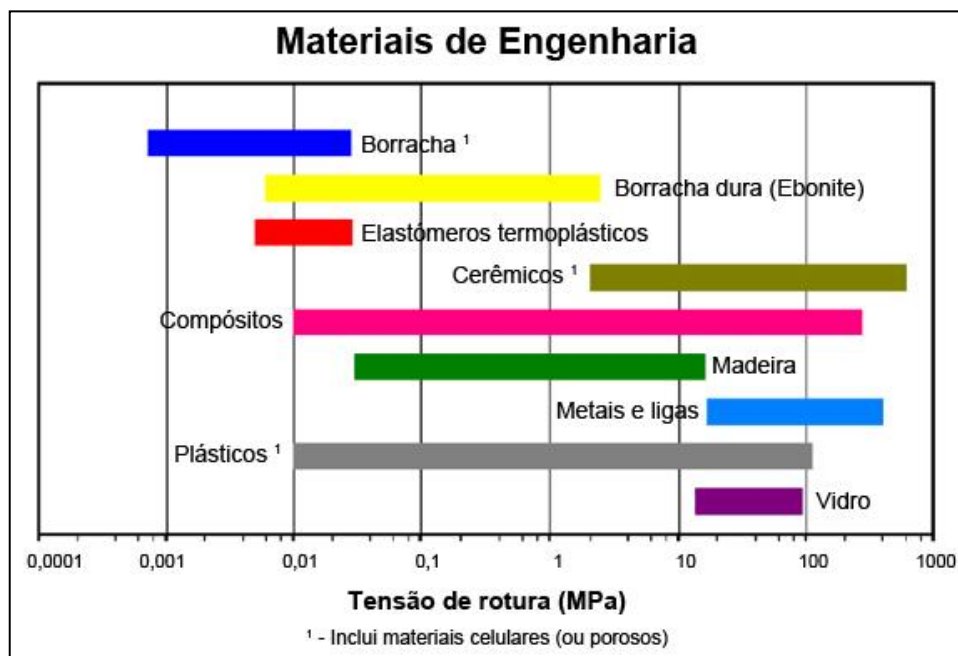


Figura 49 – Gráfico comparativo da Tensão de ruptura dos materiais.

Especificadamente, o Poliéster encontra-se situado quanto ao módulo de elasticidade E (de proporcionalidade ou de Young) que é de 15×10^3 MPa, entre a madeira e o betão, sendo o

destes de 10×10^3 e 20×10^3 MPa, respectivamente. O do aço é bem mais elevado, 210×10^3 MPa (MASCIA 2006).

Na Figura 50 (CAETANO 2010), podemos comparar os alongamentos e tensões de ruptura do aço e do PET:

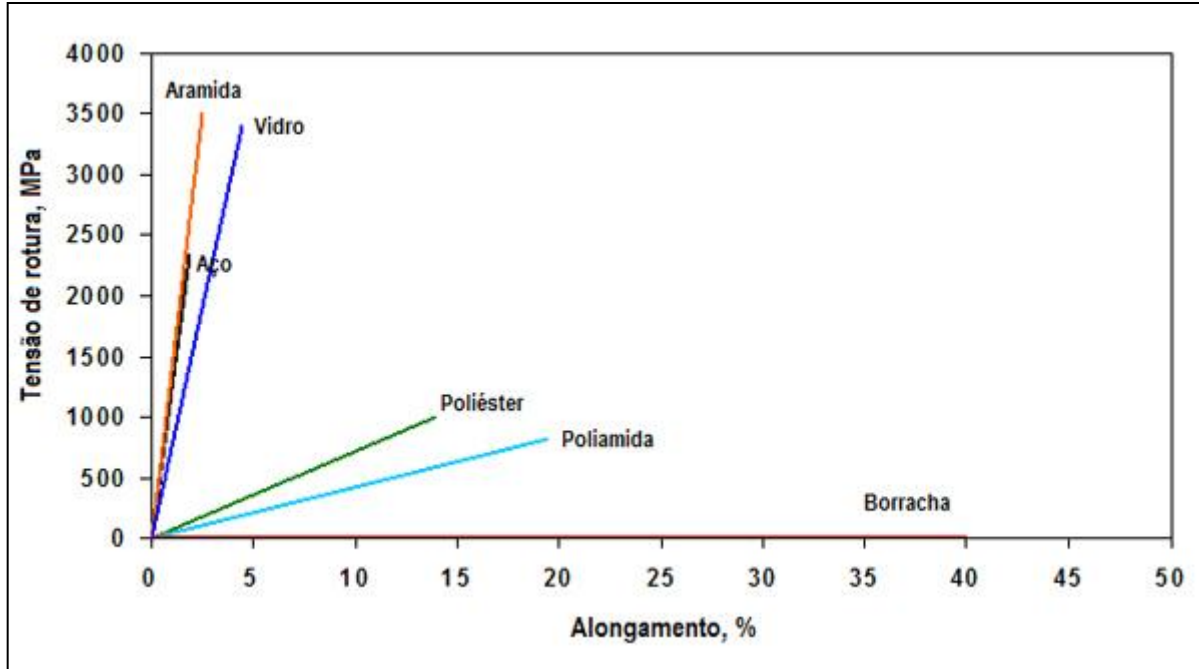


Figura 50 – Gráfico comparativo: Tensão x Alongamento de vários materiais.

Em alguns materiais, existe uma dependência do tempo para o retorno da deformação a zero após a retirada da carga. No aço este valor é relativamente baixo, entretanto para o Poliéster a magnitude deste comportamento é maior e é chamado de comportamento visco-elástico.

Em relação ao peso específico (γ = peso por unidade de volume), o aço possui em média $7,7 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$, contra $1,38 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ do PET, sendo este cerca de seis vezes mais leve para igual volume. Quanto à tensão admissível (σ_{adm} = força por unidade de área) em média o aço resiste a $4 \times 10^3 \text{ kgf./cm}^2$ e o PET entrelaçado chega a valores no conjunto da trama quase idênticos à resistência do aço como se pode ver na Tabela 7.

A rigidez axial K (em unidades de força para o alongamento provocado, eq. 3.39) que é o produto EA , pode ser definida como a razão entre as variações da carga e da deformação ocorrida entre os pontos, mínimo e máximo;

$$K = \frac{\Delta F}{\Delta \varepsilon} \quad (3.39)$$

Sendo ΔF a variação da força aplicada e $\Delta \varepsilon$ é o alongamento ocorrido entre esses dois pontos (rigidez secante).

Como pertencente à categoria dos plásticos, o poliéster apresenta uma maior tensão de rotura com a diminuição da temperatura, situação que ocorre nos ambientes marítimos ultra-profundos.

A BR juntou a norma internacional ISO 18692 (*Fibre ropes for offshore station keeping*⁵⁹) com a norma brasileira NBR 13715-1 (*Offshore structures – Chain cable – Part 1: Manufacturer approval and materials*⁶⁰) e com a experiência adquirida elaborou a sua ET 3000.00-6651-962-PGT-001 (PETROBRAS 2008).

A norma ISO 18692 usa o conceito da rigidez adimensional Kr , baseada na carga mínima de ruptura (MBS, *minimum breaking strength*) da corda.

É a medida prática usada no projecto de amarrações das plataformas OS flutuantes (BASTOS et al. 2010), eq. 3.40.

$$Kr = \frac{\frac{\Delta F}{MBS}}{\frac{\Delta l}{l}} \quad (3.40)$$

Se $\frac{\Delta l}{l}$ é a variação do alongamento medido ao longo do comprimento l no meio da corda em zonas não atingidas pelas emendas e A é a área da secção do cabo resistente, então podemos dizer que:

$$Kr = \frac{E.A}{MBS} \quad (3.41)$$

Para efeitos práticos normalmente utiliza-se 20% do MBS do cabo no dimensionamento, que corresponde a um factor de segurança igual 5 (Figura 49).

Observando o gráfico da Figura 51, verificamos que o PET deste tipo de corda alonga-se até quase 8% antes de romper enquanto o aço vai até somente 2%.

⁵⁹ - Cordas de fibra para amarração de estações em *offshore*.

⁶⁰ - Estruturas *offshore* – Cabos em amarras- Parte 1: Aprovação do fabricante e materiais.

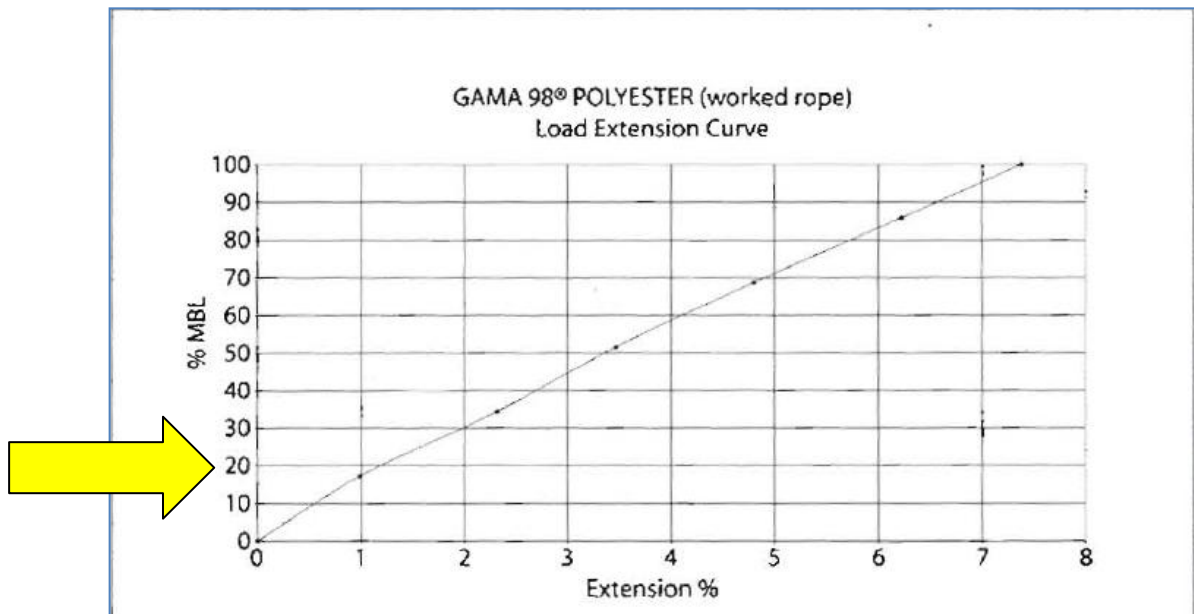


Figura 51 – Gráfico MBL x Elongação.

A unidade da tensão de rotura do fio, usada pela ISO 18692 é a da indústria têxtil que é o mN/tex sendo:

mN = milinewtons (0,001N ou 0,1gf);

tex = 1mg/m.

O peso do CP por metro linear é o factor mais importante no dimensionamento e no aço é a secção transversal, normalmente esta em cm^2 .

A seguir apresenta-se a tabela 7 da ISO 18692⁶¹, traduzida e adaptada, onde Φ é o diâmetro externo do CP.

⁶¹ - p. 8.

Tabela 7 - Φ do CP x MBS

Carga mínima de ruptura (MBS)	Número de referência	Área da secção	Tensão Máxima Admitida	Tensão Máxima Admitida
kN	Φ do CP = mm	A = mm ²	σ = kN/mm ²	σ = Kgf/cm ²
3140	106	8820	0,36	3560
3920	118	10930	0,36	3586
4900	132	13678	0,36	3582
6180	150	17663	0,35	3499
6960	160	20096	0,35	3463
7850	170	22687	0,35	3460
8830	180	25434	0,35	3472
9810	190	28339	0,35	3462
11000	200	31400	0,35	3503
12300	212	35281	0,35	3486
13700	224	39388	0,35	3478
15700	236	43721	0,36	3591
17700	250	49063	0,36	3608
19600	265	55127	0,36	3555

Os fabricantes em função das diversas solicitações práticas criaram a suas próprias medidas padrão (*standard*) de fabrico. Para efeitos comparativos entre ambas as tabelas, podemos observar a Figura 52 que apresenta a tabela do CP GAMA 98® da Lankhorst (2012), que é o cabo mais vendido por esta empresa para águas profundas e ultraprofundas:



Fatigue Life

The fatigue life of polyester rope is typically quoted as being approximately 80 decades superior to steel wire rope. The fatigue life curve of GAMA 98® rope was established during the durability of polyester in Joint Industry Projects. The rope gets up to 10% stronger during initial cycling as the molecule chains in the individual yarns straighten out under constant cyclic loading before losing strength and returning to initial Minimum Breaking Load after approximately 30% of the fatigue life.

Key Projects

Lankhorst Ropes executed the design and manufacture of GAMA 98® polyester rope tethers for major projects such as the Tahiti spar for Technip (Operator: Chevron), Thunder Hawk semi-submersible for SBM Atlantia (Operator: Murphy) and Cascade & Chinook FPSO for APL/BW Offshore (Operator: Petrobras Americas), Lucius spar for Technip (Operator: Anadarko), and Goliat FPSO for Eni Norge (Operator: Eni Norge). Gama 98® polyester tethers manufactured for the Goliat FPSO set a world record for the highest Minimum Breaking Load (MBL) ropes ever produced and tested.



Minimum Breaking Load (TF)	ø (mm)	Mass in air (kg/m)	Mass in water (kg/m)	Stiffness		
				Cycling between 10-30% MBL	Cycling between 20-30% MBL	Cycling between 40-50% MBL
				MN	MN	MN
450	125	10,8	2,8	68	100	121
500	132	12,2	3,1	76	111	134
600	144	14,4	3,7	91	134	161
700	156	16,7	4,3	106	156	187
800	167	19,3	4,9	121	178	214
900	177	21,6	5,5	136	200	241
1000	186	24,0	6,2	151	223	268
1100	196	26,5	6,8	166	245	295
1200	201	28,3	7,3	181	267	321
1250	203	29,0	7,4	189	278	335
1300	208	30,4	7,8	196	289	348
1400	217	33,0	8,5	212	312	375
1500	223	34,8	8,9	227	334	402
1600	232	37,7	9,7	242	356	429
1700	238	39,5	10,1	257	379	455
1800	246	42,4	10,9	272	401	482
1900	251	44,2	11,3	287	423	509
2000	259	46,8	12,0	302	445	536
2100	266	49,7	12,7	317	468	562
2200	274	52,5	13,5	332	490	589
2300	279	54,6	14,0	347	512	616
2400	286	57,4	14,7	363	534	643
2500	290	59,2	15,2	378	557	670

These data are for guidance purposes only and are subject to change without prior notice

www.lankhorstropes.com



Leading Fibre Rope Solutions

GROUP BV

Figura 52 - Características técnicas do cabo GAMA 98

4.2. CABOS EM CATENÁRIA

Uma catenária forma-se quando se suspende um cabo uniforme de rigidez à flexão nula entre dois pontos com alguma folga (ver exemplos na Figura 53)⁶². Quando uma catenária é formada, o comprimento horizontal (**a**) do cabo é usualmente 5 a 20 vezes maior do que o comprimento vertical (**b**) e, à medida que o ponto de ligação entre o cabo e a embarcação (pontos **A**, **A₁**, **A₂**, **A₃** e **A₄**) se afasta do ponto de ancoragem, o formato de catenária vai desaparecendo, tornando-se numa catenária cada vez menos desenvolvida na sua extensão. Observando novamente a Figura 53 pode-se identificar **A₁** como um cabo de catenária bastante desenvolvida e **A₄** um cabo de catenária pouco desenvolvida (VAN-DESTE 2012).

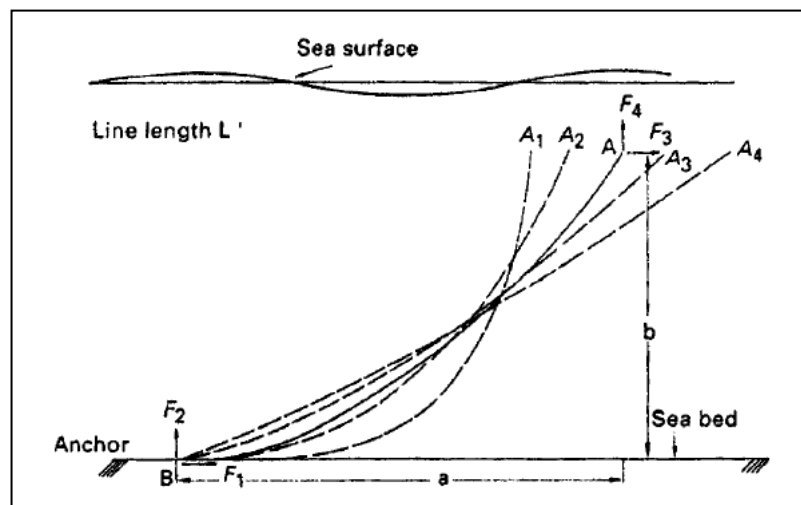


Figura 53 - Diversos cabos de ancoragem e seus diferentes formatos (CHAKRABARTI 2005).

Quando o cabo se encontra em equilíbrio estático, a tensão presente no cabo é devida ao peso submerso e suspenso do mesmo. Olhando agora para a Figura 54, e arbitrando uma rigidez à flexão nula ($EI = 0$), pode-se concluir que um cabo resiste ao movimento variando de forma à medida que as forças de tração presentes (F_1, F_2, F_3 e F_4) variam, fruto desse mesmo movimento.

⁶² - *Sea surface* = superfície do mar; *Line Length* = comprimento da linha; *Anchor* = âncora; *Sea Bed* = Fundo (leito) do mar.

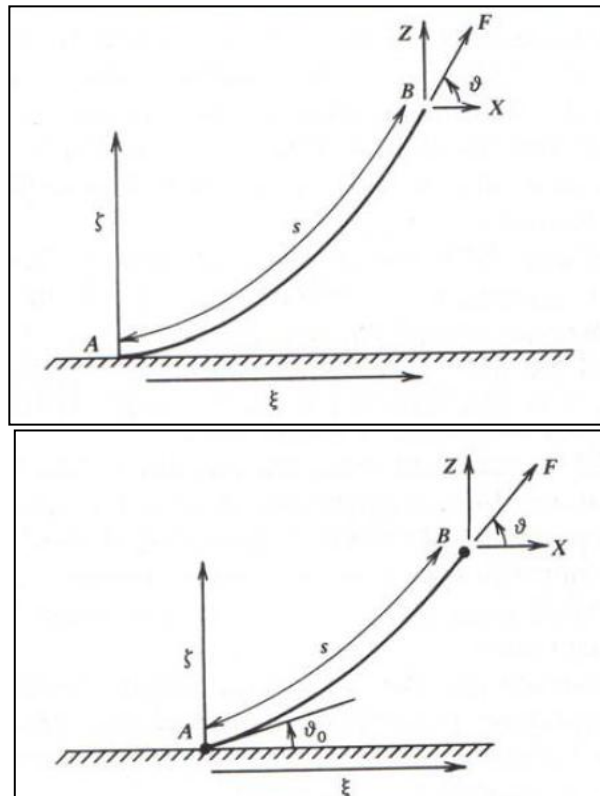


Figura 54 - Representações de um cabo de ancoragem pouco esticado (catenária bem desenvolvida) e um cabo mais esticado (catenária pouco desenvolvida) (HOOFT 1982).

4.3. TEORIA CLÁSSICA DE CATENÁRIA ESTÁTICA

A Teoria Clássica de Catenária Estática é de grande valia no cálculo da rigidez de cabos de ancoragem, usados em estruturas em *offshore*, pois estabelece a equação geral de uma curva catenária. Tal teoria só é aplicável se desprezar-se a extensão longitudinal e os efeitos dinâmicos do cabo. A equação diferencial que representa um segmento de curva catenária é expressa da seguinte maneira (tomar como referência as variáveis apresentadas na Figura 51):

$$\frac{d^2z}{dx^2} = \frac{w}{X} \sqrt{1 + \left(\frac{dz}{dx}\right)^2} \quad (4.1)$$

Nesta equação, w representa o peso por comprimento do cabo (peso submerso), X a componente horizontal da força de tensão e (x,z) as coordenadas (fornecem o ponto de amarração entre a estrutura e o cabo), s (não exposta aqui) representa o desenvolvimento total do cabo. Esta equação pode ser repartida através do isolamento das coordenadas (x,z) da curva catenária, em que θ_0 é o ângulo no ponto de contacto entre o cabo e o chão (no fundo do mar):

$$x = \frac{X}{w} \sinh^{-1} \left(\frac{ws}{X} + \tan \theta_0 \right) - \frac{X}{w} \sinh^{-1} (\tan \theta_0) \quad (4.2)$$

$$z = \frac{X}{w} \cosh \left(\frac{wx}{X} + \sinh^{-1} (\tan \theta_0) \right) - \frac{X}{w} \cosh (\sinh^{-1} (\tan \theta_0)) \quad (4.3)$$

Quando se trata do caso geral em que a ponta inferior do cabo se encontra parcialmente deitada no solo do mar (cabo folgado), com catenária desenvolvida, temos $\theta_0 = 0$ e renomeando $z = z_0 = \zeta$ e $x = \xi$ (HOOFT 1982), a curva catenária pode ser aproximadamente representada por:

$$s = \frac{X}{w} \sinh \left(\frac{w\xi}{X} \right) \quad (4.4)$$

$$\zeta = \frac{X}{w} \cosh \left(\frac{w\xi}{X} \right) - \frac{X}{w} \quad (4.5)$$

Aqui, por conveniência e como já foi mencionado, as coordenadas (x, z) foram substituídas por (ξ, ζ) .

De acordo com Hooft (1982), estas são as duas equações fundamentais que descrevem a curva catenária bem desenvolvida de um cabo, e, em conjunto com as seguintes equações, auxiliam na descrição completa do sistema:

$$Z = w s \quad (4.6)$$

$$X = F - w \zeta \quad (4.7)$$

$$\xi = \frac{X}{w} \sinh^{-1} \left(\frac{s w}{X} \right) \quad (4.8)$$

Neste sistema existem seis variáveis $(Z, X, F, \xi, \zeta$ e $s)$ e quatro equações, pelo que é necessário conhecer-se em antemão o valor de duas variáveis para se poder resolver o sistema (rever Figura 51 para identificação das variáveis apresentadas).

Também de acordo com Hooft (1982), quando se trata de um cabo de catenária pouco desenvolvida (cabos mais esticados), pode-se estimar a descrição da curva através das seguintes expressões:

$$s = \zeta (\tan \vartheta - \tan \vartheta_0) / (\sec \vartheta - \sec \vartheta_0) \quad (4.9)$$

$$F = \sqrt{Z^2 + X^2} = w \zeta (\sec \vartheta) / (\sec \vartheta - \sec \vartheta_0) \quad (4.10)$$

$$X = w \zeta / (\sec \vartheta - \sec \vartheta_0) \quad (4.11)$$

$$\xi = \left(\zeta / (\sec \vartheta - \sec \vartheta_0) \right) \sqrt{-6 + \sqrt{36 + 12((\tan \vartheta - \tan \vartheta_0)^2 - (\sec \vartheta - \sec \vartheta_0)^2)}} \quad (4.12)$$

Neste sistema existem oito variáveis (Z , X , F , ξ , ζ , s , ϑ e ϑ_0) e cinco equações, pelo que é necessário conhecer-se *a priori* o valor de três destas variáveis para se poder solucionar o problema (rever Figura 4.2 para identificação das variáveis apresentadas).

4.4. FORÇA DE RESTAURO VERSUS DESLOCAMENTO.

De modo a obter uma relação entre a força de restauro e o deslocamento da estrutura flutuante, e conseqüentemente a rigidez adicionada do sistema devido à presença de cabos, recorre-se à metodologia recomendada por Hooft (1982), exposta nas Figura 52 (determinação da força de restauro horizontal) e posterior (determinação da força de restauro vertical).

Para a determinação da força de restauro horizontal X em função do deslocamento horizontal x , é recomendado que se determine previamente os parâmetros em estado de repouso. Através do peso volúmico w e extensão s do cabo, calcula-se um X de repouso e em conjunto com as Equações 4.4 a 4.8 (ou Equações 4.9 a 4.11, caso se trate de cabos com pouca folga e, portanto, de catenária pouco desenvolvida) calcula-se a tensão presente no cabo F e as distâncias teóricas de posicionamento (ζ e ξ). Depois, com o auxílio das equações 4.13-4.15, obtêm-se o deslocamento resultante x , dependendo dos dados disponíveis (ver hipóteses (a), (b) e (c) delineadas na Figura 55):

$$\text{Para o caso (a): } x = (\xi + \zeta_0) - s, \text{ até } s = (\overline{AO_1} + \zeta_0) \quad (4.13)$$

$$\text{Para o caso (b): } x = (\xi - \xi_0) - (s - s_0), \text{ até } s = (\overline{AO_1} + s_0) \quad (4.14)$$

$$\text{Para o caso (c): } s(x) = s_0 + \Delta s_0 \quad (4.15)$$

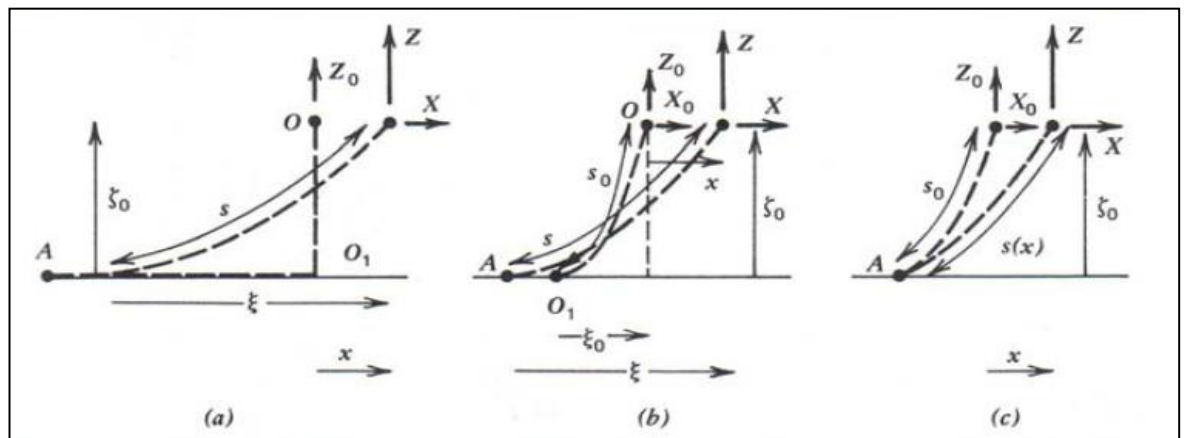


Figura 55 - Recomendações para obter a relação deslocamento horizontal versus carga aplicada, dependendo dos dados iniciais disponíveis (HOOFT 1982).

Para a determinação da força de restauro vertical Z em função do deslocamento vertical z , primeiro obtêm-se os parâmetros em estado de repouso. Através do peso volúmico w e

extensão s do cabo, calcula-se um Z de repouso e em conjunto com as Equações 4.4 a 4.8 (ou Equações 4.9 a 4.11, caso se trate de cabos com pouca folga e, portanto, de catenária pouco desenvolvida) calcula-se a tensão presente no cabo F e as distâncias teóricas de posicionamento (ζ e ξ). Depois, com o auxílio das equações 4.16-4.17, obtém-se o deslocamento resultante z , dependendo dos dados disponíveis (ver hipóteses (a), (b) e (c) delineadas na Figura 56):

$$\text{Para o caso (a): } s = \xi + \zeta_0 \text{ e } z = \zeta - \zeta_0, \text{ até } s = (\overline{AO_1} + \zeta_0) \quad (4.16)$$

$$\text{Para o caso (b): } s = s_0 + (\xi - \xi_0) \text{ e } z = \zeta - \zeta_0, \text{ até } s = (\overline{AO_1} + s_0) \quad (4.17)$$

$$\text{Para o caso (c): } s(z) = s_0 + \Delta s_0 \text{ e } z = \zeta - \zeta_0 \quad (4.18)$$

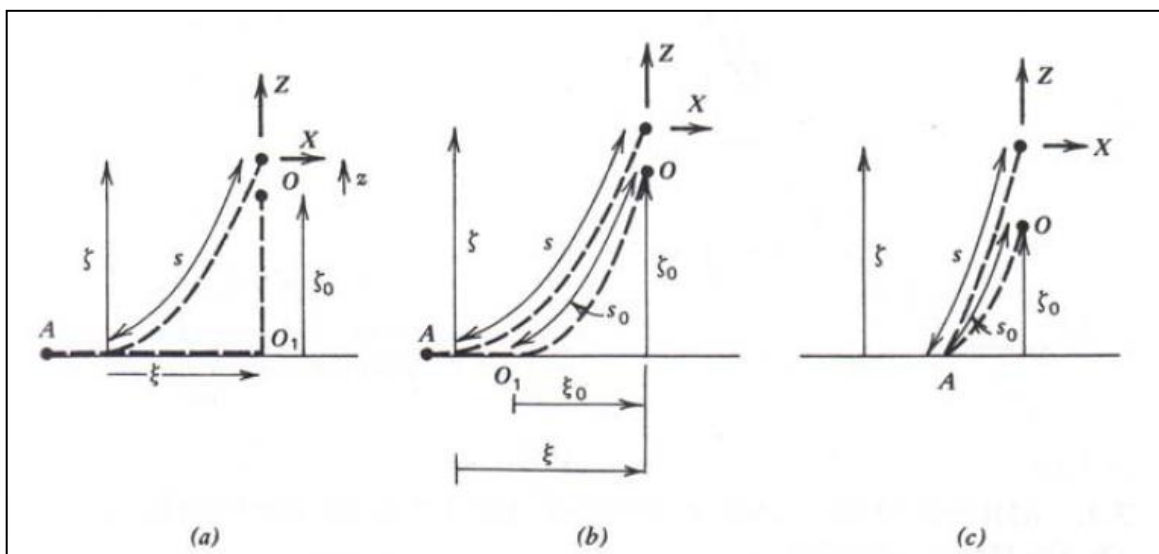


Figura 56 - Recomendações para obter a relação deslocamento vertical x carga aplicada, dependendo dos dados iniciais disponíveis (HOOFT 1982).

Uma vez obtida a relação entre a força de restauro e o deslocamento, e descritas estas num gráfico, pode-se utilizar esse mesmo gráfico na representação da resistência imposta pelo cabo ao movimento da estrutura. No caso de o deslocamento máximo horizontal não ser maior que 5% da altura do ponto de ligação, a relação força de restauro vs. deslocamento é praticamente linear. Em geral, em sistemas de cabos opostos e simétricos, a relação pode facilmente ser aproximada por uma função polinomial.

Note-se que, na situação de equilíbrio estático, a componente vertical da tensão em repouso Z_0 é compensada pelas forças boiantes, que permitem a flutuabilidade da estrutura, enquanto a componente horizontal da tensão em repouso X_0 é compensada por outros cabos presentes, já que geralmente as estruturas flutuantes encontram-se simetricamente amarradas por diversos cabos de ancoragem. Caso se trate da amarração de uma estrutura através de um

só cabo (*Single Anchor Leg Mooring*), a componente horizontal sofre resistência somente pela própria rigidez do cabo.

Em certos casos, quando as linhas de amarração são bastante compridas (situações de estruturas em águas profundas e ultraprofundas), deve-se igualmente considerar a elasticidade do material dos cabos, já que esta pode influenciar dinamicamente o comportamento da estrutura. Muitas vezes, nos casos de boias presentes em águas de grande profundidade, o peso da estrutura aproxima-se bastante ao peso total dos cabos de amarração presentes e, devido às suas propriedades dinâmicas (ex: inércia, massa adicional, amortecimento), as linhas de amarração não acompanham instantaneamente o movimento da estrutura. Desta forma, é necessário incorporar tais efeitos dinâmicos contribuintes no sistema, nomeadamente nas forças de restauro presente nos cabos.

Barros (1990) desenvolveu igualmente um estudo completo sobre curvas catenárias em cabos de amarração de estruturas flutuantes, chegando a cinco equações essenciais na caracterização de catenárias completamente desenvolvidas, nomeadamente:

$$\vartheta = \tan^{-1} \left(\frac{V_A}{H} \right) = \tan^{-1} \left(\left(\frac{\gamma a}{H} \right) \left(\frac{H}{\gamma a} \sinh \frac{\gamma x_A}{H} \right) \right) \quad (4.19)$$

$$\frac{l_A}{a} = \frac{H}{\gamma a} \sinh \left(\frac{\gamma x_A}{H} \right) = \frac{H}{\gamma a} \sinh \left(\left(\frac{\gamma a}{H} \right) \left(\frac{x_A}{a} \right) \right) \quad (4.20)$$

$$\frac{x_A}{a} = \frac{H}{\gamma a} \cosh^{-1} \left(\frac{\gamma a}{H} + 1 \right) \quad (4.21)$$

$$\xi = \frac{x_A}{a} - \frac{l_A}{a} + 1 \quad (4.22)$$

$$\frac{10E}{\gamma a^2} = 5 \left[\frac{l_A}{a} \left(1 - \frac{H}{\gamma a} \right) + \frac{H}{\gamma a} \frac{x_A}{a} \right] \quad (4.23)$$

De modo a auxiliar a resolução deste sistema, são necessárias as equações 4.24 e 4.25 (ver Figura 57 para definição e visualização das variáveis mencionadas e a Figura 58 para a representação gráfica das mesmas por Barros:

$$V = \gamma l_A \Rightarrow \frac{V}{\gamma a} = \frac{l_A}{a} \quad (4.24)$$

$$T = H + \gamma a \Rightarrow \frac{T}{\gamma a} = \frac{H}{\gamma a} + 1 \quad (4.25)$$

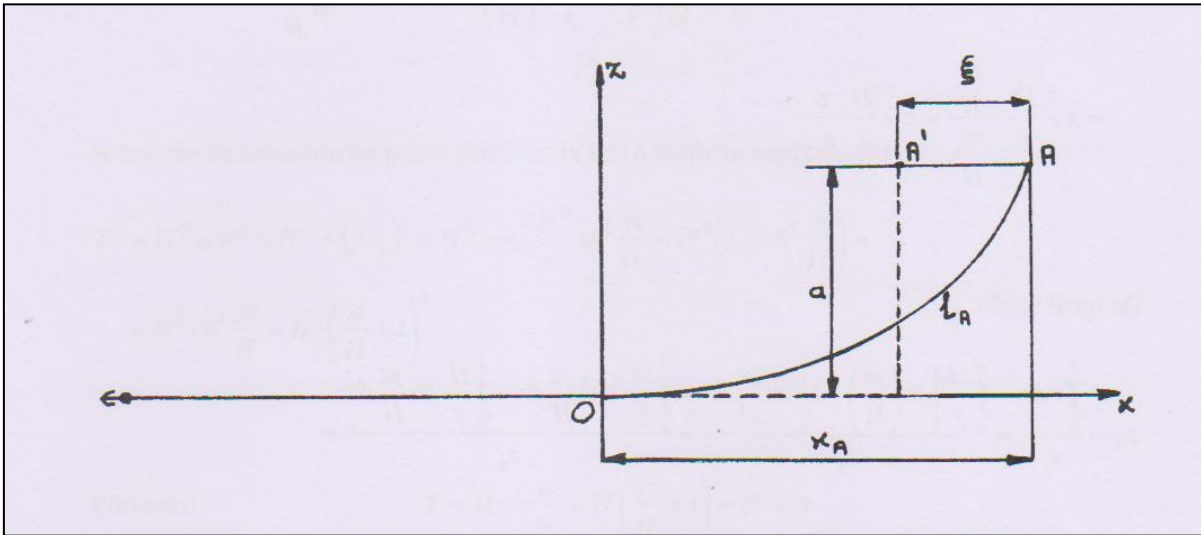


Figura 57 - Definição das variáveis usadas para descrever a catenária de um cabo (BARROS 1990).

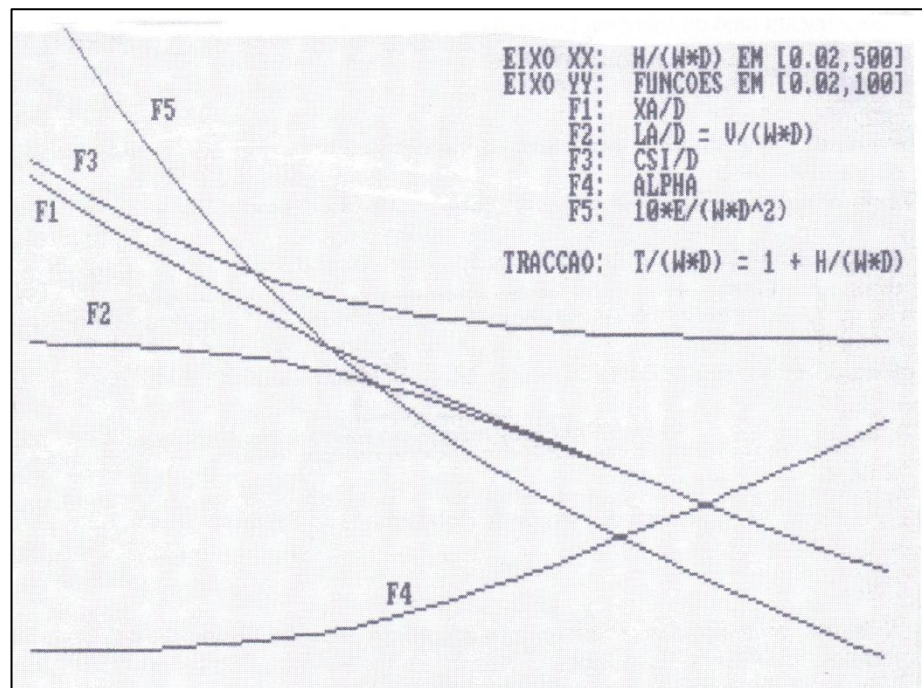


Figura 58 - Funções adimensionais universais na caracterização de catenárias (BARROS 1990).

A metodologia desenvolvida por Barros (1990) pode ser melhor compreendida e comparada com a de Hooft (1982), anteriormente apresentada, se identificar-se e substituir-se cada variável pelo seu equivalente, ou seja: $l_a = s$ (comprimento/extensão total do cabo), $a = \zeta$ (distância vertical), $x_a = \xi$ (distância horizontal), $H = X$ (componente horizontal da tensão no cabo), $V = Z$ (componente vertical da tensão no cabo), $T = F$ (tensão no cabo), $\gamma = w$ (peso volúmico submerso), $\xi = x$ (deslocamento horizontal) e E (constante, módulo de elasticidade do cabo). Deste modo, encontram-se semelhanças nas equações essenciais para a caracterização das catenárias em estudo.

4.5. ELABORAÇÃO DE PLANILHA DE CÁLCULO EM EXCEL PARA AVALIAÇÃO DA CATENÁRIA DOS CABOS DE AMARRAÇÃO.

Existem vários softwares de apoio à indústria petrolífera como o ISYMOST, NOS, RIFLEX, OUTMOD/PLOUMOD e o VIVANA entre outros.

Para mostrar a complexidade das variáveis que compõem esses programas e tratar cientificamente a base desenvolvida nos capítulos anteriores, elaborou-se a planilha de cálculo em Excel apresentada nas Tabelas de 8 a 12, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- O peso submerso do cabo em poliéster (e dos outros utilizados neste estudo) é uma constante e foi adotado o de diâmetro de 251 mm da Lankhorst conforme a Tabela 7 apresentada anteriormente no caso do PET;
- Utilizaram-se mais dois tipos de cabo para efeitos comparativos, de corrente com elos em aço (amarras, *chain*) e do tipo trefilado em aço da Trefileurope;
- A profundidade marítima também é uma constante e depende do caso real, sendo assim possível inserir a profundidade pretendida, é a Coordenada vertical de posicionamento (ζ);
- As cargas foram pré-determinadas assim como o comprimento dos cabos;
- Fórmulas principais:

Tabela 8 - Tabela de fórmulas

Coordenada vertical de posicionamento (m)	Profundidade ζ
Componente vertical da força de tensão no cabo (N)	$Z = w \times s$
Componente horizontal da força de tensão no cabo (N)	$F = (Z^2 + X^2)^{1/2}$ & $X = F - w \cdot \zeta \Rightarrow X = (Z^2 + X^2)^{1/2} - w \cdot \zeta$
Força de tensão no cabo (N)	$F = (Z^2 + X^2)^{1/2}$
Coordenada horizontal de posicionamento (m)	$\xi = (X / w) * \sinh^{-1}(s \cdot w / X)$
Ângulo de acção das forças de tensão (°)	$\theta = \tan^{-1}(Z / X)$

- Com os dados acima inseridos na tabela, estando esta devidamente formulada, obtemos as componentes das forças atuantes nos cabos e a coordenada horizontal (ξ) do perfil desenvolvido pelos cabos de acordo com o seu material componente. Finalmente temos o deslocamento horizontal dos cabos em função das cargas atuantes;
- Podemos assim de acordo com a embarcação e respectivas cargas atuantes sobre ela, calcular a catenária a produzir-se em repouso com o sistema ficando estático.
- A seguir mostra-se a planilha de cálculo subdividida em tabelas e o gráfico final (Figura 59).

Tabela 9 - Parâmetros iniciais

Parâmetros Iniciais				
Profundidade (m)	d =	1350	1350	1350
Comprimento do cabo (m)	s =	2100,10714	2100,10714	2100,10714
Peso submerso de cabo em poliéster (N/m)	$\gamma_{\text{poliéster}} =$	113		
Peso submerso de cabo Trefileurope (N/m)	$\gamma_{\text{aço}} =$		409,60	
Peso submerso de cabo em aço (N/m)	$\gamma_{\text{aço}} =$			2262,00

Tabela 10 – Parâmetros iniciais para o estudo dos cabos (em catenária)

Estudo dos Cabos (em catenária)				
Parâmetros Iniciais				
Profundidade (m)	d =	1350	1350	1350
Comprimento do cabo (m)	s =	2100,10714	2100,10714	2100,10714
Força de tensão no cabo (N)	F =	1518656	1729147	4981637
Peso submerso por comprimento do cabo (N/m)	w =	113,00	409,60	2262,00

Tabela 11 - Equações Fundamentais no estado de repouso (catenária bem desenvolvida)

Equações Fundamentais no Estado de Repouso (Catenária Bem Desenvolvida)					
Coordenada vertical de posicionamento (m)	$\zeta =$	1350	1350	1350	
Coordenada vertical de posicionamento - início (m)	$\zeta_0 =$	0	0	0	Fórmulas:
Componente horizontal da força de tensão no cabo (N) FIXADO	$X =$	1500000	1500000	1500000	$X = (F^2 - Z^2)^{1/2}$
Componente vertical da força de tensão no cabo (P.P., N)	$Z =$	237312	860204	4750442	$Z = w \times s$
		2272318	2972502	7369805	$F = (Z^2 + X^2)^{1/2} \Rightarrow Z = (F^2 - X^2)^{1/2}$
Comprimento do cabo (m)	$s =$	2100	2100	2100	$Z = w \times s \Rightarrow s = Z/w$
Coordenada horizontal de posicionamento (m)	$\xi =$	2091	1999	1240	$\xi = (X/w) * \sinh^{-1}(s*w/X)$
Coordenada horizontal de posicionamento - início (m)	$\xi_0 =$	0	0	0	$\xi = (X/w) * \sinh^{-1}(s*w/X)$
Ângulo de ação das forças de tensão (°)	$\theta =$	8,99	29,83	72,48	$\theta = \tan^{-1}(Z/X)$
		1652550	2052960	4553700	$X = F - w*\zeta$

Tabela 12 - Aproximação da catenária a polinomial do III grau

Aproximação de catenária a polinomial de 3º grau

$y = a * x^3$	a =	1,47569E-07	1,68927E-07	7,0801E-07
y		x		
0		0	0	0
2		238	228	141
3		273	261	162
5		324	309	192
10		408	390	242
20		514	491	305
30		588	562	349
40		647	619	384
50		697	666	413
60		741	708	439
70		780	746	462
80		815	779	483
90		848	811	503
100		878	840	521
150		1005	961	596
200		1107	1058	656
250		1192	1140	707
300		1267	1211	751
350		1334	1275	791
400		1394	1333	827
450		1450	1386	860
500		1502	1436	891
550		1550	1482	919
600		1596	1526	946
650		1639	1567	972
700		1680	1606	996
750		1719	1644	1019
800		1757	1679	1042
850		1793	1714	1063
900		1827	1747	1083
950		1860	1778	1103
1000		1892	1809	1122
1050		1923	1839	1140
1100		1953	1867	1158
1150		1983	1895	1175
1200		2011	1922	1192
1250		2038	1949	1209
1300		2065	1974	1225
1350		2091	1999	1240

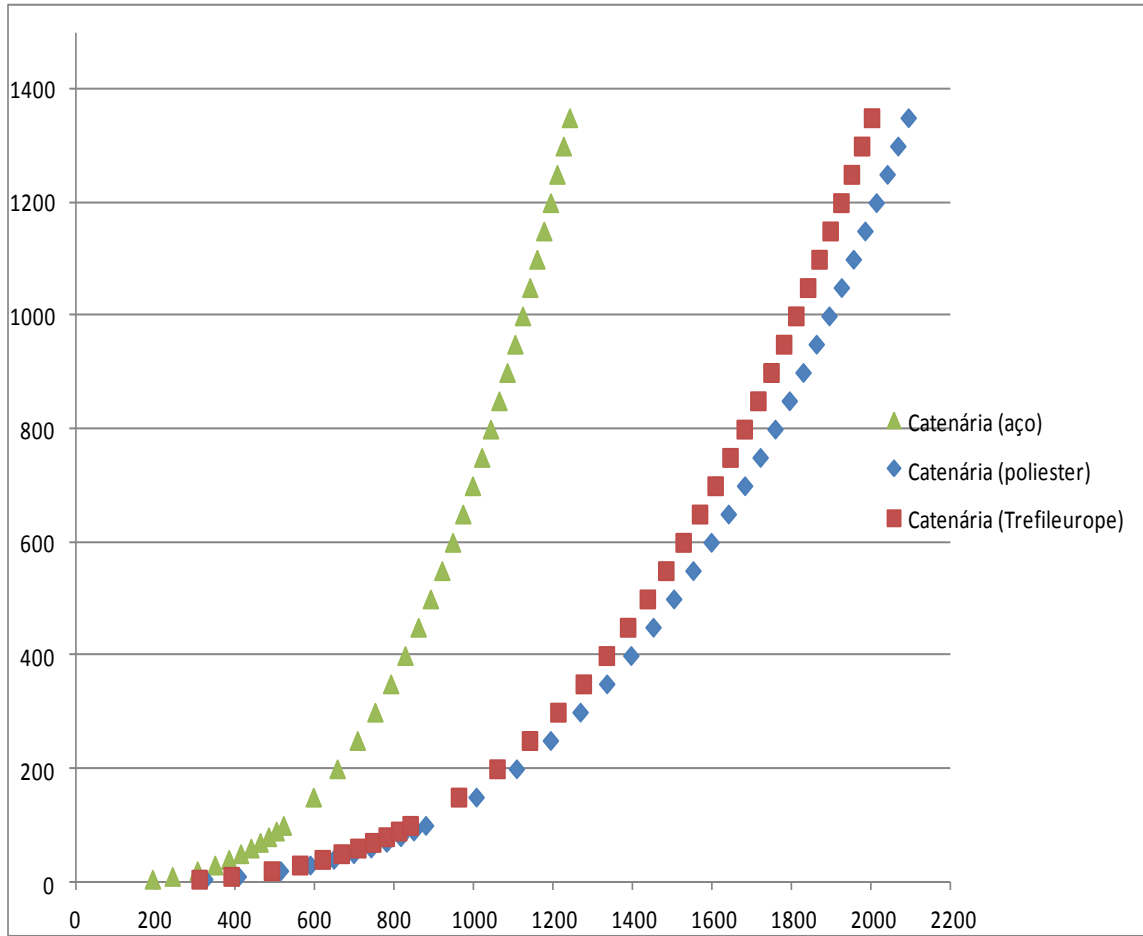


Figura 59 - Catenárias desenvolvidas pelos diferentes cabos.

CAPÍTULO 5: CASO PRÁTICO

5.1. HISTORIAL DO CASO PRÁTICO.

Os norte-americanos, inclusive os da Chevron⁶³, já vinham acompanhando, com certa cautela, os resultados da experiência brasileira (BR) neste campo de utilização do PET desde o fim do século passado (API 2001).

Confiantes nas experiências realizadas, então no início deste século XXI resolveram entrar nesta nova tecnologia do PET, contratando uma empresa de Portugal.

5.1.1 – A Plataforma Tahiti da Chevron.

A maior extensão de amarrações com CP já feita ocorreu no Golfo do México para a plataforma da Chevron, a “Tahiti” do tipo Spar (ORDONEZ 2011, Figura 60).



Figura 60 - Plataforma offshore Tahiti da Chevron.

Fornecidas pela Lankhorst, foram produzidos 28 km do CP GAMA 98® com diâmetro de 259 mm e pesando cerca de 2.000 toneladas (LEITE et al. 2010), a Chevron utilizou pela primeira vez esta tecnologia, quatorze anos depois das primeiras experiências feitas pela Petrobrás.

Na Figura 58 temos o cabo GAMA detalhado quanto à geometria da sua trama e do qual se falou anteriormente.

⁶³ - É uma companhia de petróleo, uma das maiores do mundo.

Nele pode ver-se a alma que é composta por três sub-cabos (*sub-ropes*) que junto com mais nove totalizam 12, formando o núcleo (*core*); uma camada filtrante envolvente para evitar que partículas superiores a 5 micros passem para o interior do CP (bem superior à norma ISO 18692 que é de 20 micros), e por sua vez, todos estes elementos são revestidos por uma jaqueta trançada (*braided jacket*). Cada sub-cabo possui o diâmetro de 70 mm e a sua fabricação é monitorada por computador para assegurar que ao serem entrelaçados, sofrem todos igual tensionamento e são do mesmo comprimento.

Existe ainda uma faixa colorida ao longo da jaqueta (*Jacket Lay-Length*) (Figura 61), que entre outras funções serve para se perceber na montagem o movimento do cabo. Caso haja uma paragem, visualmente sente-se logo.

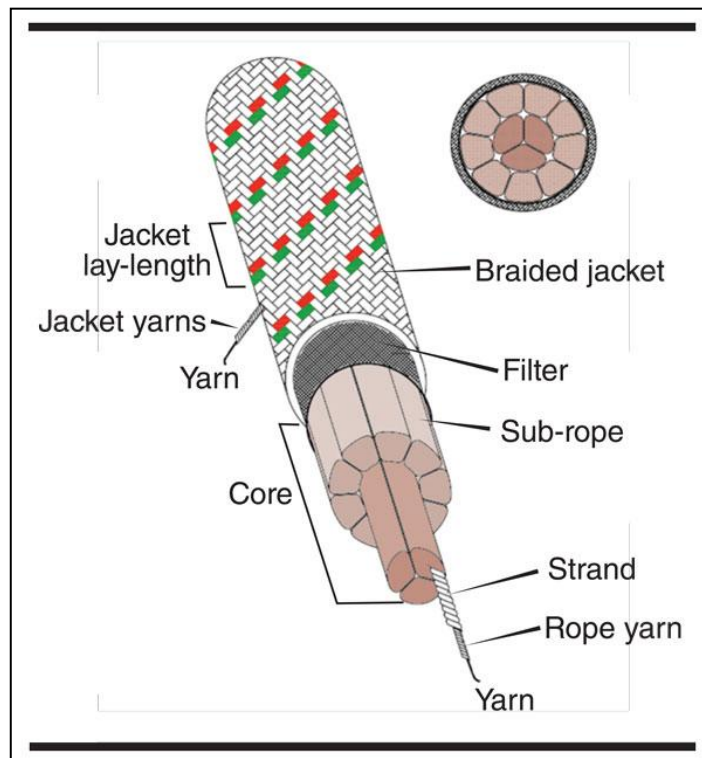


Figura 61 - Vista e corte da secção transversal do CP GAMA 98®⁶⁴.

O CP da Tahiti Spar, pesa 42,6 kg/m, tem um diâmetro de 254 mm e uma MBL de 1907t.

Foi um cabo fabricado especialmente para esta situação porque como podemos ver no catalogo da Lankhorst não é um cabo de série, pois nele não estão inseridas estas características.

⁶⁴ - Yarn = fio.

5.1.1.1 – A Descrição do ambiente da operação.

A reserva de petróleo de Tahiti foi descoberta em Abril de 2002 (KLEWER 2009, Figura 62). Localiza-se a 305 km ao sul de Nova Orleães, a uma profundidade marítima de 1300 m e após esta, cerca de mais 6000 m dentro do leito marinho (ORDONEZ 2011); no chamado pré-sal (*salt canopy*).

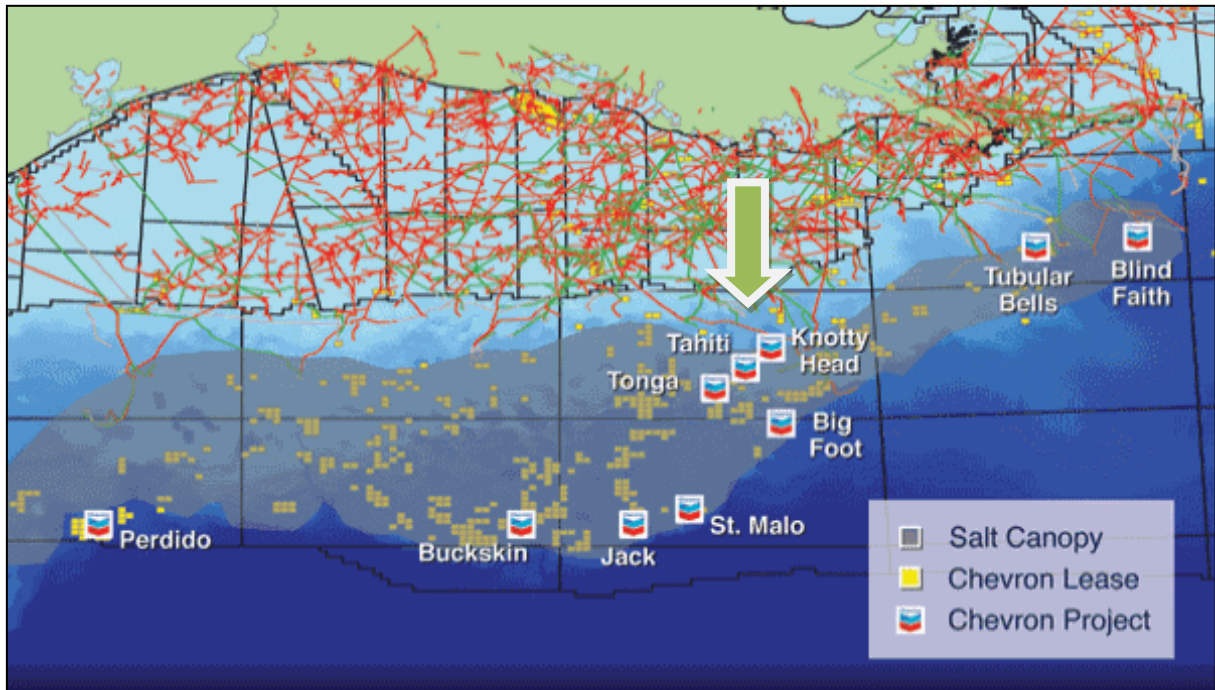


Figura 62 - Localização geográfica da plataforma Tahiti no Golfo do México.

Todo o fabrico e fornecimento das amarrações foram conseguidos dentro do cronograma, num prazo de seis meses, bem antes da data prevista.

O primeiro petróleo produzido foi em 5 de Maio de 2009; o poço mais profundo encontra-se a 8140 m, a produção diária é de aproximadamente 125×10^3 barris de petróleo⁶⁵ e de $2.600 \times 10^3 \text{ m}^3$ de gás.

5.1.1.2 – A amarração da plataforma Tahiti.

A amarração levou em conta os esforços actuantes assim como a reposição dos deslocamentos que a Spar sofre (ou seja essencialmente momentos tombadores versus momentos restauradores), conforme esquema de equilíbrio mostrado na Figura 63.

⁶⁵ - Cada barril é equivalente a aproximadamente 42 galões ou 159 litros, pesa 136 Kg, densidade média 0,86.

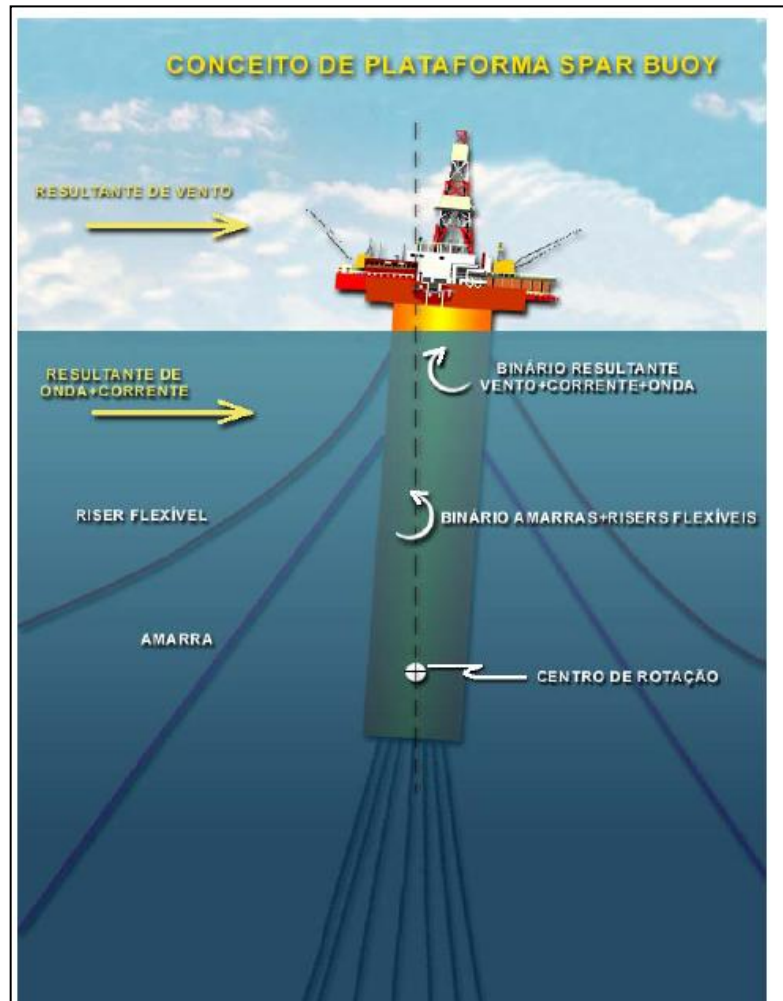


Figura 63 - Equilíbrio de forças na plataforma Spar.

As vantagens dos CP em relação aos outros são a leveza, facilidade de movimentação e excelentes propriedades mecânicas referentes à resistência às cargas e à elasticidade, exigidas pelo ambiente marinho.

O poliéster cria um sistema mais flexível que o aço e conseqüentemente os movimentos⁶⁶ da Tahiti são mais complacentes e a flutuação segura com certo grau de liberdade dentro dos limites previstos, pois sendo os cabos mais leves, o peso próprio destes não cria uma força vertical descendente tão grande como o aço, o que no caso deste é um inibidor à fluabilidade da plataforma.

A amarração da Tahiti Spar foi feita com treze linhas de CP, divididos em três grupos (4-4-5), conforme mostra a Figura 64 (LEITE et al. 2010):

⁶⁶ - O “passeio” como se diz na gíria petrolífera.

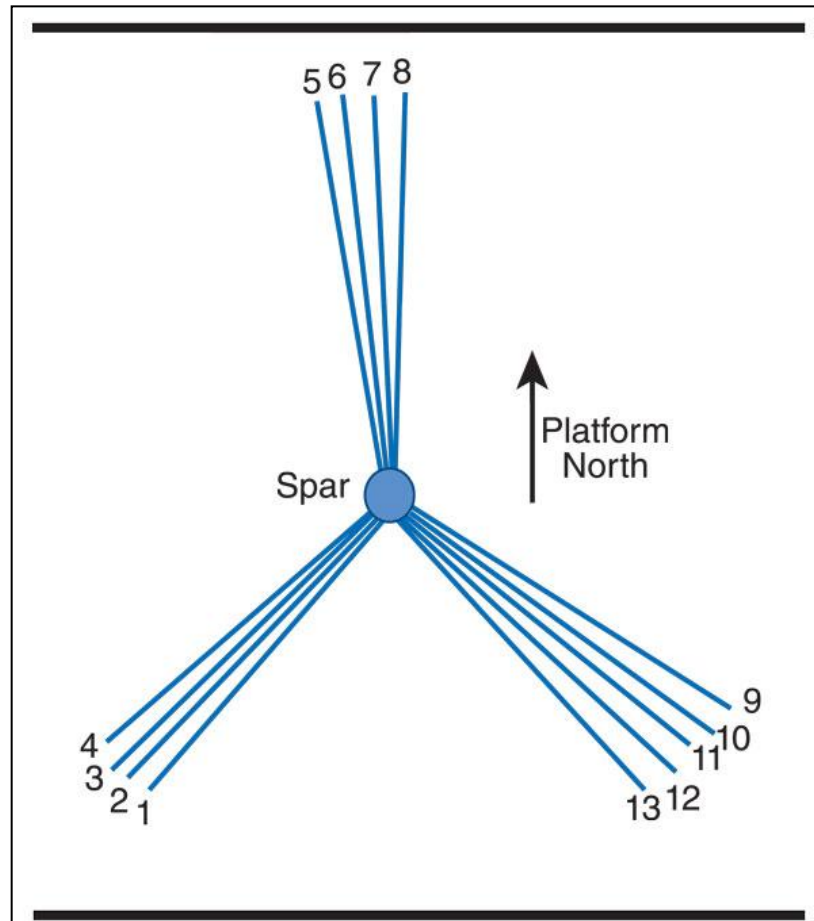


Figura 64 - Configuração do sistema de amarrações da Tahiti Spar.

Seis das treze linhas tiveram inseridas duas peças cada (16,34m), para testes futuros, doze no total.

Cada linha recebeu dois CP (segmentos) em toda a sua extensão. E é constituída da seguinte forma em sequência: Cadeia de elos em aço (*chain*), (Figura 13), junto á plataforma, ligação H (*H-link*, LEBÉON 2010, ver Figura 65), segmento de CP, H, CP, *chain*, conector da âncora, âncora, totalizando oito elementos principais.



Figura 65 - H-Link

Foram instaladas as linhas de amarração conforme a Tabela 13.

Tabela 13 - Descrição das linhas de CP instaladas.

Quantidade de segmentos	Extensão de cada segmento (m)	Extensão total (m)	Obs:
13	907,42	11796,46	
4	872,64	3490,56	
1	1030,97	1030,97	
1	987,99	987,99	
1	964,98	964,98	
1	932,68	932,68	
5	909,66	4548,3	
12	16,34	196,08	Para teste futuro
1	907,42	907,42	Sobressalente
1	1030,97	1030,97	Sobressalente
2	16,34	32,68	Sobressalente
	TOTAL	25919,09	

A quantidade de peças para testes foi determinada pela vida útil prevista no projecto e o número dos maiores furacões previstos a que a plataforma estará exposta durante o tempo de operação, neste caso 25 anos, condições estas já previstas quando da execução do projecto geral.

Considerando que conforme a tabela do fabricante este cabo CP tem de MBL 1907tf e um diâmetro de 254mm, temos então uma secção transversal de $506,45\text{cm}^2$ e uma tensão admissível de $3,76\text{tf/cm}^2$ aproximadamente. Normalmente usa-se um factor de segurança igual a 3. A elongação chega em média a 5% do seu comprimento no MBL máximo.

Quando a Tahiti foi instalada, o Departamento Americano do Interior (Minerals management Services MMS of Gulf of Mexico Region) determinou que as peças de teste, conforme a Figura 66 têm que ser inspecionadas cada cinco anos e também após a incidência de tempestades significativas e furacões sendo neste último caso somente se a tensão registrada em qualquer CP for superior a 70% do MBL quando serão feitos testes de ruptura e de fadiga do material.



Figura 66 - Peça de teste da linha de amarração

Os cabos são fabricados em extensões de 75 m e emendados (Figura 67), sendo estas emendas numeradas para controlar a quantidade necessária.



Figura 67 - Numeração das emendas e marcação.

Foi reduzida significativamente a tolerância do alongamento após a instalação de ± 2 para $\pm 0,5\%$, quase $\frac{1}{4}$ do que vinha sendo normalmente feito, utilizando-se um sistema que tensiona (estica) a corda durante o processo de fabricação com as cargas de utilização previstas no ambiente marítimo. Isto trouxe vantagens práticas e financeiras porque assim a *chain* no topo que faz a amarração na Thait foi reduzida em 50 m por linha, permitindo uma economia aproximada de €910.000 e de €1.300.000, nas *chain* de grau 4 e 5 respectivamente.

Por sua vez se os cabos formassem uma catenária muito longa, ou seja, tivessem um comprimento muito acima do necessário geograficamente no mar, não seria possível encontrar a pré-tensão requerida provocando um carregamento diferente nos vários cabos ficando as linhas em desequilíbrio originando grandes passeios da Tahiti Spar, consequente aumento de custos em outros equipamentos como o aumento de comprimento dos *raisers*, o que foi evitado.

A Lankhorst possui um laboratório de testes para controlo de qualidade que inclui uma máquina para testes de modo a aferir a tensão mínima de ruptura dos cabos, tendo esta máquina 25 m de extensão e chegando a um MBL de 1200 toneladas, certificando assim os seus produtos, Figura 68.



Figura 68 - Máquina de testes da Lankhorst.

Para fabricar cabos com MBL superior a 1200 T, é feita a união de vários cabos anteriormente certificados até essa resistência.

Os cabos de poliéster pela sua imunidade à corrosão, devido ao agressivo ambiente marinho, sujeitos à fadiga, duram mais de 800 anos em relação aos de aço (LANKHORST/Ropes 2012).

5.1.1.3–Análise fulcral.

Os cabos PET tornaram-se materiais muito úteis para ancoragem em grandes profundidades de embarcações extratoras de petróleo, conforme mostra a Figura 69.

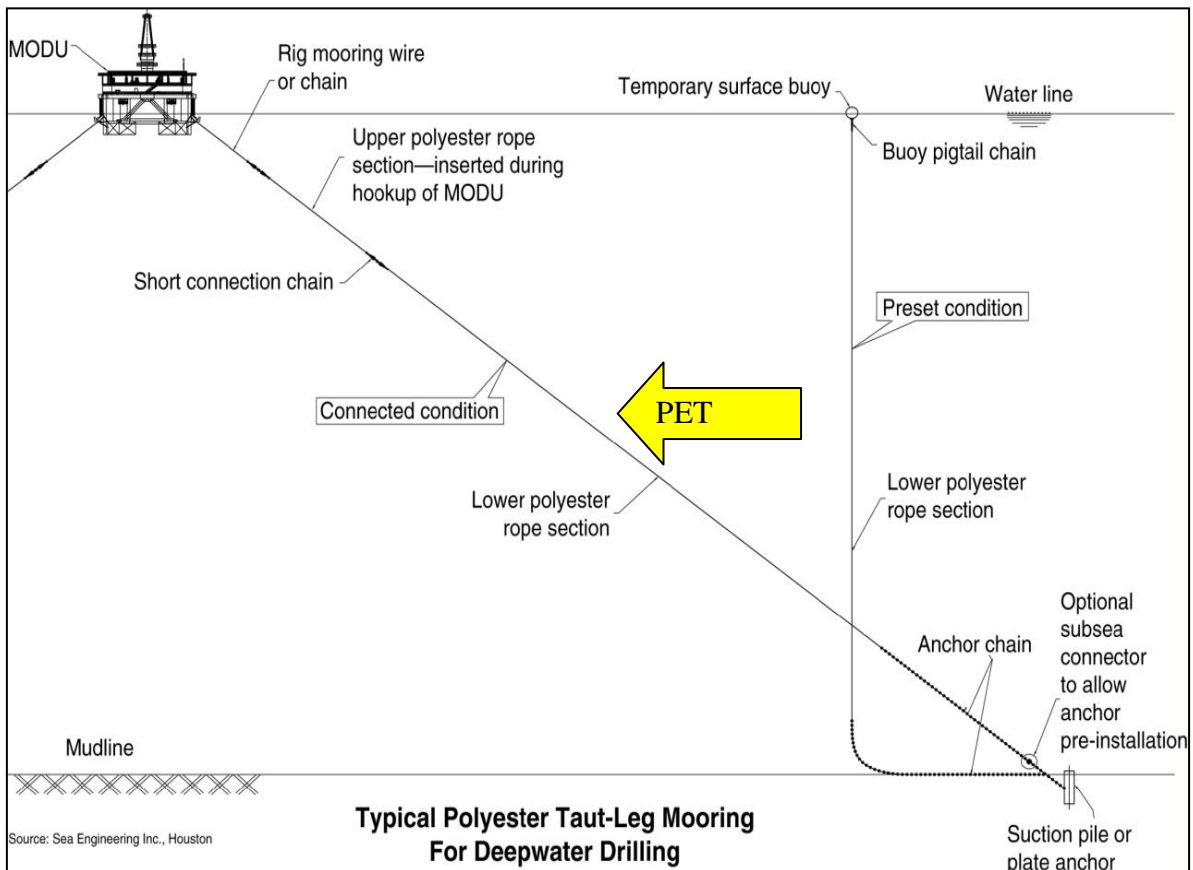


Figura 69 - Esquema de amarração típico em águas ultraprofundas com CP em Taut-Leg.

Como a maioria dos campos de petróleo descobertos pela Petrobrás e pela Sonangol, situam-se em águas ultraprofundas, o poliéster se encaixou bem como um material que viabiliza a ancoragem em profundidades superiores a 2000 m. Dentre os benefícios, podemos enumerar, além dos já citados ao longo desta dissertação, os seguintes:

- a) O peso linear (kg/m) do cabo de poliéster, principalmente, quando está imerso em água. Um cabo de poliéster de diâmetro 208mm, normalmente utilizado em ancorar uma UEP de pré-sal, pesa cerca de 6,0 kg/m, dentro da água. Um cabo de aço de resistência equivalente pesaria cerca de 74 kg/m. Imagine-se o incremento de cargas sobre os guinchos das plataformas, somente para suportar o peso dos cabos de aço utilizados nas catenárias, somado ao fato de que por ser o aço um elemento de alto EA (Rigidez), precisar-se-iam de comprimentos bem maiores comparados ao cabo PET, para evitar picos de tensões nas linhas de ancoragem. Assim abre a perspectiva de se ancorar unidades de produção em profundidades cada vez maiores. No que se refere à ancoragem, torna-se possível fazê-lo em profundidades como 3000 m ou mais;

b) Os guinchos dos AHTS (Rebocadores para manuseio de âncoras ⁶⁷, Figura 70) seriam enormes, caso utilizássemos cabos de aço com diâmetro 145 mm, pois o diâmetro interno (raio mínimo de curvatura) teria que ser muito maior que os atuais.



Figura 70 - Um rebocador AHTS.

c) A característica típica de alongação dos cabos de poliéster ajuda muito a ancoragem, pois funciona como se fosse um amortecedor dos esforços impostos às linhas de ancoragem em condições extremas. Uma das variáveis desta alongação total, é que esta grandeza varia com a frequência natural das embarcações, isto é, o material não alonga imediatamente a aplicação da força, sendo que na alongação, há um fator relacionado com o tempo que é a demora de o PET responder à carga aplicada (principalmente na tração), o que também favorece a ancoragem. Isto permite encurtar os raios de ancoragem da UEP. Considerando que uma amarração em aço em projeção é cerca de três vezes maior que a feita com CP, sem falar na ausência de corrosão e na economia na *chain* de amarração além de outros fatores, estes são consideravelmente mais econômicos e fáceis de instalar.

A Figura 68 é uma planta de poços de petróleo da BR, que mostra a realidade feita com CP e o que aconteceria caso tivéssemos feito as amarrações com cabos de aço.

⁶⁷ - Figura disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/File:Normand_Master.jpg. Acesso: 26 Dez. 2013.

Os CP permitem ainda facilitar as operações de exploração e produção, conforme mostra a Figura 71⁶⁸.

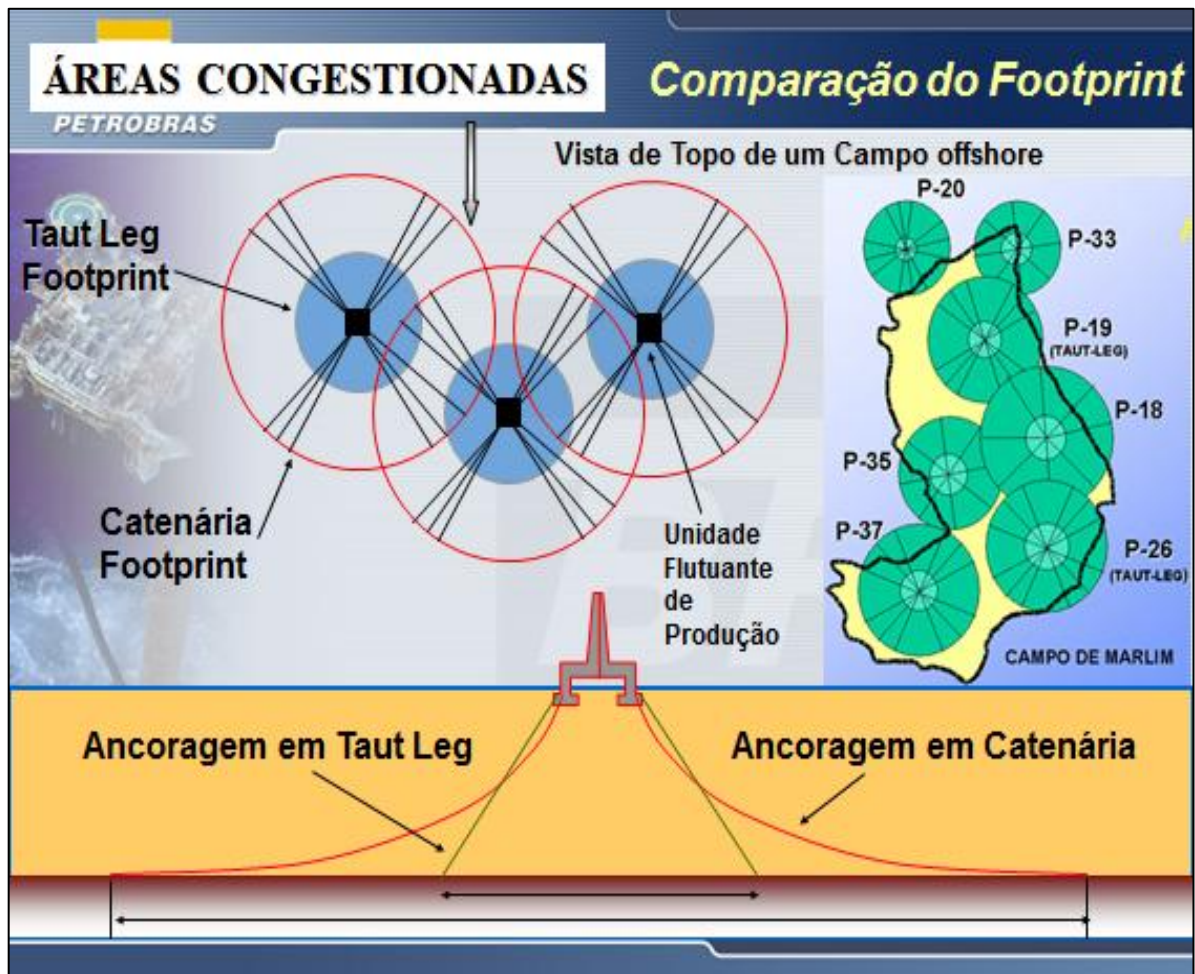


Figura 71 - Figura mostrando diferenças de intervenção no leito marinho, no campo de Marlim; se a ancoragem fosse convencional (círculo maior) e com o taut leg (círculos menores) de 45 graus.

Reparemos que os CP nem se tocam (círculos azuis⁶⁹, *taut-leg*) o que não aconteceria se fosse uma amarração em aço (círculos de contornos vermelhos⁷⁰, *catenária*)⁷¹ evitando entrelaçamentos, facilitando a instalação dos equipamentos e a consequente produção de petróleo.

⁶⁸ - Cortesia do Engº Reni Gregório Camilo da Petrobrás.

⁶⁹ - Diâmetro de amarração menor.

⁷⁰ - Diâmetro de amarração maior.

⁷¹ *Footprint* = marca deixada pela ação do homem na natureza.

CAPÍTULO 6: CONCLUSÃO.

O desenvolvimento do presente trabalho levou às seguintes conclusões:

1. Com a descoberta de campos de Petróleo em águas cada vez mais profundas, como aqueles localizados agora na chamada camada pré-sal, tornou-se necessário a realização de investimentos no desenvolvimento de sistemas de ancoragem que possibilitem linhas mais leves e mais rígidas.
2. O desenvolvimento de linhas de ancoragem mais rígidas tem sido provocado pela necessidade de garantir os limites de passeio das unidades flutuantes a fim de não oferecer um risco excessivo às instalações que conectam a plataforma ao fundo do oceano.
3. Em razão disso, mas atentos também ao ótimo desempenho apresentado pelos cabos de poliéster em uso há pelo menos quinze anos, se faz necessário o estudo de novas fibras, de maior módulo de resistência, como possíveis candidatas a serem utilizadas em um sistema de ancoragem.
4. Dessa forma, neste trabalho, procurou-se analisar não apenas o desempenho em fios, mas principalmente verificar comparativamente o comportamento de cabos fabricados com poliéster em relação ao tradicional modelo de aço
5. O trabalho possibilitou dar uma visão geral sobre os aspectos da engenharia das plataformas offshore e obter dados para poderem-se observar resultados relativos às principais características de um cabo de ancoragem como acomodação, rigidez quase estática e rigidez dinâmica, resistência à fadiga, eficiência construtiva e tenacidade.
6. A partir de uma análise técnica dos resultados encontrados e dos conhecimentos adquiridos neste processo, foi possível identificar e visualizar de forma mais clara os próximos passos da tecnologia de ancoragem com cabos sintéticos, avaliando ainda a continuidade do poliéster como principal material empregado nesta aplicação.
7. A notícia de que a empresa TOTAL (que é praticamente a única que ainda não adotou este método de amarração) e seus parceiros (a GALP participa com 5%), poderão vir a fazê-lo pela primeira vez no bloco 32 (campo petrolífero OS do Kaombo) em Angola, prova-nos que este é um material definitivamente aprovado e consolida uma evolução introduzida na Engenharia há relativamente pouco tempo;
8. Espera-se que este trabalho sirva de inspiração para a próxima geração de mestrandos porque como se viu é uma tecnologia ainda embrionária, com um amplo campo de progresso e inovação, dando oportunidade para o desenvolvimento dos diversos ramos da engenharia como o químico, o mecânico e principalmente da Engenharia Civil.

REFERÊNCIAS

- ABS. GUIDE FOR THE CERTIFICATION OF OFFSHORE MOORING CHAIN.** New York, 2009, p.2.
- ALBRECHT, Carl Horst. **Algoritmos Evolutivos Aplicados à Síntese e Otimização de Sistemas de Ancoragem.** Orientadores: Breno Pinheiro Jacob e Sérgio Hamilton Sphaier. Engenharia Oceânica, Rio de Janeiro: Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 2005.
- ALEXANDRE, Celma. **Fundações e Amarrações de plataformas Offshore.** Orientador: Victor Manuel Pires Bico. Luanda: Monografia - UnIA, 2013.
- AMORIM, Tailand Oliveira de. **PLATAFORMAS OFFSHORE UMA BREVE ANÁLISE DESDE A CONSTRUÇÃO AO DESCOMISSIONAMENTO.** Orientador: Érico Vinícius Haller dos Santos da Silva. Monografia - Rio de Janeiro: UEZO, 2010.
- API. **Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems (RP 2FPS).** Washington, 2001.
- API. **Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design (RP 2A-WSD).** Washington, 2007.
- ARAÚJO, Ricardo T.; CASTRO, Gustavo A. V.; COSTA, Luis C. S.; GONÇALVES, Ricardo.; T.. **POLYESTER MOORING SYSTEMS – PETROBRAS EXPERIENCE,** S. D. [2001].
- BARROS, R. C. **Sobre a Amarração de Estruturas Flutuantes: Programas Interactivos. CATENARY, CATAPROX, CATSTUDY.** TR CMOE/PROG-2/90. Porto: Engedec, 1990.
- BASTOS, Milton Briguet. HAACH, Leandro F.. POITEVIN, Delvone T.. **Prospects of synthetic fibers for deepwater mooring.** Rio de Janeiro: IBP, 2010.
- CAETANO, Mário J. L.. **Seleção e Características de outros Materiais – 2010-2012.** Disponível em: <http://www.ctb.com.pt/?page_id=1066>. Acesso: 16 Dez. 2013.
- CARBONO, Alonso Joaquin Juvinao. **Otimização da disposição de linhas de ancoragem utilizando algoritmos genéticos.** Orientadores: Luiz Fernando C. R. Martha, Ivan Fábio Menezes. – Rio de Janeiro: PUC-Rio, Departamento de Engenharia Civil, 2005.

- CHAKRABARTI, Subrata K. **Offshore Structure Analysis**. Plainfield, Illinois, USA: Elsevier. Volume I/II, 2005.
- GAYTHWAITE, J. **The Marine Environment and Structural Design**. Nova Iorque, EUA: Van Nostrand Reinhold, 1981.
- GLOBALSecurity.ORG. 2013. Disponível em: <http://www.globalsecurity.org/jhtml/jframe.html#http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/images/spars-image3.jpg>>. Acesso: 25 Set. 2013.
- HOGBEN, N. e STANDING, R.G. **Experience in Computing Wave Loads on Large Bodies**. 7th Annual Proceedings of the Offshore Technology Conference – Vol. I, OTC-2189. Texas, EUA, 1975.
- HOGBEN, N. **Wave Loads on Structures. Behavior of Offshore Structures**. Oslo: Instituto Tecnológico da Noruega, 1976.
- HOOFT, J. P. **Advanced Dynamics of Marine Structures**. EUA: John Wiley & Sons, 1982.
- ISO 18692. **Fibre ropes for offshore stationkeeping – Polyester**. Switzerland, 2007.
- KAPPOS, A.J. **Dynamic Loading and Design of Structures**. Spon Press. Londres, Reino Unido, 2002.
- KLIEWER, Gene. **Chevron's Tahiti goes to record GoM production depths**. OFFSHORE 2009. Disponível em: http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-69/issue-12/top-5_projects/chevron-s-tahiti.html>. Acesso: 27 Dez. 2013.
- LANKHORST/Ropes. **Ropes for Deep Water Mooring**. Maia, S.D [2012].
- LEBÉON MANUFACTURING. **Mooring Connectors**. 2010-2013. Disponível em: <http://www.lebeon-manufacturing.com/en/products/offshore---oil-gas-2/mooring-connectors-oil-gas>>. Acesso: 28 Dez. 2013.
- LEITE, Sérgio; GRIFFIN Paul E.; HELMINEM, Reijo; ROWLEY David S. **CHALLENGES AND ACHIEVEMENTS IN THE MANUFACTURING OF DWM POLYESTER TETHER ROPES FOR THE CHEVRON TAHITI PROJECTS – GULF OF MEXICO**. Rio de Janeiro: IBP2291_10, 2010.
- LOUREIRO, Rodrigo Reis. **Análise Numérico-Experimental de Anomalia de sistema de ancoragem em Catenária devido à falha de Manilhas de Linha de Poliéster**. Orientador: Segen Farid Estefen. Rio de Janeiro: Dissertação, COPPE-UFRJ, 2007.

- MASCIA, Nilson Tadeu. **TRAÇÃO, COMPRESSÃO E LEI DE HOOKE**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- MEDEIROS, Antonio Roberto de. **Sistemas de Ancoragem Offshore**. UFRJ: Rio De Janeiro – RJ. Set. 2009. Disponível em: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAABQ40AB/sistemas-ancoragem-fundacao-offshore>>. Acesso: 26 Set. 2013.
- MILLER, B. L. **Wave Slamming Loads on Horizontal Circular Elements of Offshore Structures**. London: Journal of the Royal Institute of Naval Architecture, RINA-5, 1977.
- MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea/Petrobras, 2013.
- ORDONEZ, Isabel. **Chevron To spend Record \$32.7 Bln On capital Projects in 2012**. gCAPTAIN on December 8, 2011. Disponível em: <http://gcaptain.com/chevron-spend-record-32-7-capital/>>. Acesso: 12 Dez. 2013.
- PETROBRAS. TECHNICAL SPECIFICATION I-ET 3000.00-6651-962-PGT-001: **POLYESTER ROPE FOR OFFSHORE STATION KEEPING**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2008.
- ROSSI, Ronaldo Rosa. **Cabos de poliéster para Ancoragem de Plataformas Oceânicas em Águas Ultraprofundas**. Orientador: Antônio Carlos Fernandes. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002.
- SARPKAYA, Subrata T. **Wave Impact Loads on Cylinders**. Texas: Offshore Technology Conference, OTC 3775, 1978.
- SARPKAYA, T. e ISAACSON, M. **Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures**. Nova Iorque: Van Nostrand Reinhold, 1981.
- THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- TOTAL. **DALIA The Conquest of the Deep Offshore**, Block 17 Concessionaire. Luanda: TOTAL, February 2007.
- VAN-DESTE, Walter Lueji dos Santos. **Análise do Comportamento de uma Estrutura Flutuante de Transferência de Hidrocarbonetos**. Orientador: Rui de Carneiro Barros. Porto: Tese - Faculdade de Engenharia do Porto, 2012.
- WENDEL, K. **Hydrodynamische Massen, Tragheits-Momente, Jahrbuch der Schiffbautechnischen Gesellschaft (Massas Hidrodinâmicas, Momentos**

de Inércia, Anuário da Sociedade para a Tecnologia Marítima). DTNSRDC, 1956.

VIKING Seatech. **Chain**. 2013. Disponível em:
<<http://www.vikingseatech.com/marine-equipment/equipment-supply-and-rental/chain/>>. Acesso: 20 Dez. 2013.

WIKIPEDIA. **Drilling riser**. 2013. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Drilling_riser>. Acesso: 15 Dez. 2013.

WIKIPÉDIA. **Poliéster**. 2013. Disponível em:
<<http://pt.wikipedia.org/wiki/Poli%C3%A9ster>>. Acesso: 28 Dez. 2013.

WILSON, J. F. **Dynamics of offshore Structures**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2003.

ANEXOS

ANEXO 1 - Cordas de Poliéster em Projectos da Petrobrás.
(ARAÚJO et al. 2001).

Table I – Polyester ropes in PETROBRAS projects								
Unit	WD (m)	MBL (ton)	No. of Lines	Length (m)	Installation	Type	Mooring System	Anchoring Device
P-IX	230	500	1 ¹⁾	300	Jan/95	FPS	Catenary	DEA
P-XXII	115	500	1 ¹⁾	300	Feb/95	FPS	Catenary	DEA
FPSO-II	1420	711	6	1350	May/97 to Nov/98	FPSO	Catenary	DEA
FPSO-II	1200	711	6	1500	Jun/99	FPSO	Taut- Leg	VLA
P-34	835	711	6	900	Jul/97	FPSO	Catenary	DEA
P-19	770	711	16	970	Sep/97	FPS	Taut- Leg	Suction Piles
IMO-1	420	494	6	500	Sep/97	Buoy	Catenary	DEA
P-26	990	711	16	1300	Oct/97	FPS	Taut- Leg	Suction Piles
IMO-3	830	494	6	900	Mar/98 to Apr/99	Buoy	Catenary	DEA
P-27	530	630	12	630	Apr/98	FPS	Taut- Leg	VLA
AVARÉ	550	490 630	10	400 650	Aug/98	SSO	DICAS	DEA
P-47	850	711	8	1000	Aug/99	FSO	Catenary	DEA
P-36	1360	1000	16	1800	Nov/99 to Mar/01	FPS	Taut- Leg	VLA
FPSO VI	800	1000	10	600 ²⁾	May/2000	FPSO	Catenary	DEA
P-38	1080	711	8	1300	Oct/2000	FSO	Catenary	DEA
P-40	1180	1000	16	1600	Oct/2000	FPS	Taut- Leg	VLA

Notes

1) Lines with polyester.

2) Polyester connected with Combined Shackle/thimbles

Abbreviations

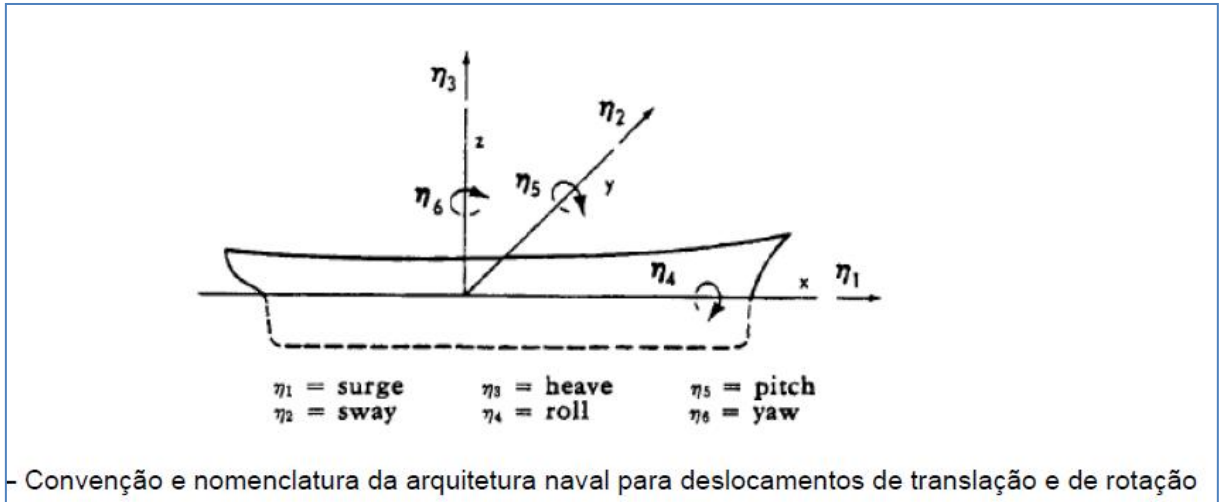
Buoy: CALM Loading Buoy

DEA : Drag Embedment Anchor

VLA: Vertical Loaded Anchor

MBL: Minimum Break Load

ANEXO 1 - Deslocamentos em Estruturas Flutuantes.
(VAN-DESTE 2012)



Movimentos	Nomenclatura Naval	Variável Adotada
Translação	$\eta_1 = \text{surge}$	x
	$\eta_2 = \text{sway}$	y
	$\eta_3 = \text{heave}$	z
Rotação	$\eta_4 = \text{roll}$	ϕ
	$\eta_5 = \text{pitch}$	ψ
	$\eta_6 = \text{yaw}$	φ