



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
ENGENHARIA CIVIL  
DEPARTAMENTO DE MECÂNICA APLICADA E ESTRUTURAS



## ANÁLISE DE SISTEMAS DE ANCORAGEM DE PLATAFORMAS FLUTUANTES

THIAGO ÂNGELO GONÇALVES DE LACERDA

Projeto de Final de Curso apresentado ao corpo docente do Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para obtenção do título de Engenheiro Civil.

Aprovado por:

---

Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc (Orientador)

---

Prof. Carlos Magluta, D.Sc (Orientador)

---

Prof. Roberto Fernandes de Oliveira, D.Sc.

---

Prof. Sérgio Hampshire de Carvalho Santos, D.Sc

Março / 2005

*Aos meus pais, amigos e mestres  
que estiveram me apoiando  
ao longo de todo o percurso.*

*O único lugar do universo onde o sucesso  
vem antes do trabalho é no dicionário.  
(Albert Einstein)*

## AGRADECIMENTOS

*Agradeço ao meu pai Idarcy Gonçalves de Lacerda e à minha mãe Maria Alaíde Ângelo Cavalcanti por tudo que fizeram por mim ao longo da minha vida, pelos conselhos, orientação e apoio nos momentos bons e nos difíceis vividos até aqui.*

*Aos meus amigos por ouvirem meus problemas e estarem sempre me incentivando a superá-los, amenizando o difícil caminho até aqui.*

*À Cristiano Santos de Aguiar pela amizade e a parceria em inúmeros trabalhos da faculdade e pela ajuda inestimável no início desse projeto.*

*Aos meus orientadores Gilberto Bruno Ellwanger e Carlos Magluta, pela vontade e interesse demonstrados ao longo de todo o projeto; por buscarem enriquecer ao máximo esse trabalho; pessoas sem as quais esse projeto não seria possível.*

Índice

1 -	Introdução e motivação .....	3
2 -	Unidades flutuantes de produção: .....	6
2.1 -	Tipos de plataformas: .....	9
2.1.1 -	Semi-submersível .....	9
2.1.2 -	Navios .....	14
2.1.3 -	Spar-Buoy .....	16
2.2 -	Tipos de elementos utilizados para as linhas de ancoragens .....	17
2.2.1 -	Amarras .....	17
2.2.2 -	Cabos de Aço .....	18
2.2.3 -	Cabos de Poliéster .....	19
2.2.4 -	Cabos de ARAMIDA .....	20
2.3 -	Fundações para sistemas flutuantes .....	20
2.3.1 -	âncoras convencionais .....	21
2.3.2 -	âncoras VLA ( <i>Vertical Load Anchor</i> ) .....	21
2.3.3 -	estacas de sucção ( <i>Suction Pile</i> ) .....	21
2.3.4 -	estacas torpedo .....	22
2.3.5 -	estacas tradicionais .....	23
3 -	Sistemas de Risers .....	23
3.1 -	<i>Riser</i> .....	23
3.2 -	<i>Riser</i> Rígido em Catenária (SCR – <i>Steel Catenary Riser</i> ) .....	28
4 -	Formulação da Catenária .....	30
4.1 -	Método de Newton-Raphson .....	30
4.2 -	Catenária Completa .....	32
4.2.1 -	Inextensível .....	32
4.2.2 -	Extensível .....	41
4.3 -	Catenária Incompleta .....	44
4.3.1 -	Algoritmos Utilizados .....	45
4.4 -	Programa Final .....	47
4.5 -	Sistema Mathcad .....	48
4.5.1 -	Catenária Completa .....	48
4.5.2 -	Catenária Incompleta .....	49
5 -	Caso a ser estudado .....	50
5.1 -	Exemplo de Verificação .....	50
5.2 -	Ancoragem Tipo Convencional em Amarra .....	51
5.3 -	Ancoragem do tipo <i>Taut-Leg</i> com cabo de poliéster .....	56
6 -	Análise de Resultados .....	60
7 -	Conclusão e Sugestões para trabalhos futuros .....	60
8 -	Bibliografia .....	62

Índice de Figuras

Figura 2.1 -Uma linha de ancoragem convencional.....	7
Figura 2.2 - Uma linha de ancoragem tipo “ <i>taut-leg</i> ” .....	7
Figura 2.3 – Vista Geral de uma Plataforma Semi-submersível .....	10
Figura 2.4 - Semi-submersível Convencional. ....	11
Figura 2.5- Semi-submersível “ <i>Taut-Leg</i> ” .....	12
Figura 2.6- Sistemas de Amarração <i>Taut-Leg</i> x Convencional.....	12
Figura 2.7- MODU Convencional .....	13
Figura 2.8- MODU “ <i>Taut-Leg</i> ” .....	13
Figura 2.9- Navio ancoragem convencional.....	15
Figura 2.10 - Navio ancoragem “ <i>taut-leg</i> ” .....	15
Figura 2.11 - Navio sistema DICAS de ancoragem .....	16
Figura 2.12 – Spar Buoy.....	17
Figura 2.13 - Elos de amarras.....	18
Figura 2.14 - Cabos de Aço .....	19
Figura 2.15 – Exemplo de âncoras convencionais (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA) .....	21
Figura 2.16 – Exemplo de estaca de sucção (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA) .....	22
Figura 2.17 - Exemplo de estaca torpedo (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA).....	22
Figura 3.1 – <i>Riser</i> com Configuração Vertical.....	24
Figura 3.2 – <i>Riser</i> com Configuração em Catenária .....	24
Figura 3.3 – “ <i>Riser</i> ” com Configuração Complexa - “ <i>Lazy S</i> ”.....	25
Figura 3.4 – Trecho de um <i>Riser</i> Rígido de Perfuração .....	26
Figura 3.5 – Seção Transversal Típica de um <i>Riser</i> Flexível.....	26
Figura 3.6 – Exemplo de Utilização de <i>Risers</i> Rígidos e Flexíveis .....	27
Figura 3.7 – <i>Riser</i> Rígido em Catenária e sua Conexão à Plataforma.....	29
Figura 4.1 – Catenária .....	30
Figura 4.2.....	31
Figura 4.3 – Principais Parâmetros de uma Catenária.....	32
Figura 4.4 – Trecho infinitesimal de uma catenária .....	34
Figura 4.5 - Caso sem extensibilidade.....	44
Figura 4.6 - Caso com extensibilidade .....	45
Figura 5.1 - Arranjo do exemplo .....	52
Figura 5.2 – Geometria do cabo de amarra com 200 metros.....	52
Figura 5.3 – Razão entre a tração no cabo e sua carga de ruptura para um <i>offset</i> de 10% da lâmina d’água.....	54
Figura 5.4 – Força necessária para impor um deslocamento para um sistema com duas linhas de ancoragem .....	55
Figura 5.5 – Geometria da catenária no sistema <i>Taut-Leg</i> .....	57
Figura 5.6 – Razão entre a tração e o MBL em relação ao <i>offset</i> aplicado .....	58
Figura 5.7 - Força necessária para impor um deslocamento para um sistema com duas linhas de ancoragem .....	59

## **1 - Introdução e motivação**

Atualmente há a necessidade crescente de se produzir uma quantidade maior de petróleo para atender a demanda o que levou à busca e à descoberta de novos campos petrolíferos em águas cada vez mais profundas [1]. Hoje a máxima perfuração de poços exploratórios situa-se entorno de 3.000 metros e a máxima exploração (produção econômica) em torno de 2.200 metros. Assim, é preciso encontrar soluções que possibilitem a exploração destes campos petrolíferos. Neste caso torna-se imprescindível a utilização dos sistemas flutuantes de produção, já que os sistemas fixos do tipo jaqueta apresentam um limite técnico-econômico em torno de 410 m [2, 1]

Os sistemas flutuantes são estruturas complacentes, pois se caracterizam por apresentar grandes deslocamentos sob ação de cargas ambientais; sendo assim é necessária a utilização de um sistema de ancoragem adequado, que limite tais deslocamentos a níveis aceitáveis, atendendo as recomendações da API 2Sk [3].

Sistema de ancoragem é um conjunto de linhas de ancoragem compostas por diferentes materiais (amarras, cabos de aço, cabos de poliéster, cabos de *nylon e etc*) e âncoras ou estacas, que transferem os esforços que agem sobre a plataforma para o solo. O sistema de ancoragem pode ser classificado como convencional ou *taut-leg* (amarra, cabo de poliéster e estaca de sucção). As definições e diferenças entre estes dois sistemas serão apresentadas posteriormente neste trabalho.

Este trabalho tem por objetivo a análise estática de linhas de ancoragem. Para isso, serão apresentadas as formulações básicas de catenária considerando ou não a extensibilidade, o desenvolvimento de algoritmos para sua determinação e a análise do comportamento de linhas clássicas e de materiais sintéticos tipo poliéster, *nylon*, HMPE e fibra de carbono.

Este estudo também tem aplicação na utilização de *Riser* Rígido em Catenária (SCR – *Steel Catenary Riser*), que consiste em um duto rígido com configuração em catenária, destinado ao transporte de fluidos, que se estende do fundo do mar à unidade flutuante. Em plataformas semi-submersíveis de produção, o SCR é uma novidade na

exploração de petróleo em águas profundas, em substituição aos *risers* flexíveis tradicionalmente utilizados, mas que apresentam uma limitação técnica e econômica à medida que a profundidade se aproxima dos 1800 m. Deve-se destacar que no Brasil os *risers* também são usados em catenária.

Os sistemas computacionais utilizados na análise foram desenvolvidos em duas linguagens de programação: Fortran [4], MathCAD [5]. O aprendizado destas duas linguagens deu-se no curso de graduação de Técnicas Computacionais em Engenharia Civil (EEA530).

Esta escolha foi realizada uma vez que a determinação da configuração final da catenária envolve um procedimento iterativo.

No sistema Fortran [4] o procedimento iterativo foi desenvolvido baseado no método de Newton-Raphson, permitindo assim um aprofundamento das técnicas numéricas usualmente utilizadas na Engenharia.

Através do sistema MathCAD [5], o procedimento iterativo pode ser realizado de forma bastante simplificada, sendo, portanto, utilizado como parâmetro de comparação do outro sistema.

Para avaliar os resultados encontrados, os problemas foram resolvidos também através do sistema Anflex [15], sistema utilizado pela Petrobrás.

Neste trabalho, denominou-se configuração em catenária completa como sendo a curva que parte de um ângulo inicial nulo no fundo do mar (ancoragem convencional) e de incompleta aquela que apresenta este ângulo diferente de zero (*Taut-leg*). Considerando ou não a extensibilidade, criou-se os quatro casos citados ao longo deste trabalho.

A primeira etapa deste trabalho consiste em compreender as equações que governam o problema, as quais estão disponíveis na literatura [17]. Inicialmente estudou-se o caso mais simples: a catenária completa e incompleta sem considerar a



extensibilidade; posteriormente foi introduzida a extensibilidade e foi estudada a influência da mesma nos sistemas de ancoragem.

De posse dessas equações programou-se primeiramente no sistema MathCAD e depois no sistema FORTRAN. Terminado o programa para cada caso, fez-se um programa único capaz de analisar os 4 (quatro) casos . Tendo implementado computacionalmente o problema, foi verificada sua eficácia através da análise de um exemplo com dados reais. Esta análise consistiu em variar as condições de contorno e materiais constituintes da catenária, a fim de obter-se uma comparação entre as respostas das diversas situações. Completada a análise, os resultados são apresentados e comentados.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: no 2º capítulo é apresentado um resumo sobre as unidades flutuantes e sistemas de ancoragem, bem como os materiais usualmente utilizados para este fim; no 3º capítulo é apresentado o *riser* rígido em catenária (SCR), no 4º capítulo são apresentadas as formulações matemáticas e os algoritmos utilizados em cada caso; no 5º capítulo são apresentados os casos a serem analisados e seus resultados; no 6º é feita uma análise das respostas obtidas; no 7º encontram-se as conclusões e sugestões pra trabalhos futuros e no 8º a bibliografia.

## **2 - Unidades flutuantes de produção**

No sistema de ancoragem convencional, a unidade flutuante permanece fisicamente conectada ao fundo do mar através de cabos de aço e/ou correntes (figura 2.1) [2, 3, 7]. Tais conexões físicas são chamadas de linhas de ancoragem e as suas extremidades são fixadas ao solo através de âncoras o que permite que as solicitações impostas às unidades sejam transmitidas para o solo.

O sistema de ancoragem convencional é na realidade pouco eficiente; em geral menos da metade das linhas de ancoragem contribue para manter a unidade na locação, sendo que somente uma ou duas linhas sustentam quase toda a carga.

O dimensionamento de um sistema de ancoragem deve levar em conta que ele precisa suportar os efeitos combinados de ondas, correntezas e ventos, mesmo em condições moderadamente severas. Esses limites são definidos em diversas recomendações [3, 8, 9]. Estas solicitações são definidas principalmente em função da localização onde o sistema flutuante vai operar.

O sistema de ancoragem deve prever a possibilidade do rompimento de uma linha de ancoragem, isto é, o sistema deve operar satisfatoriamente faltando uma linha. Neste período de transição até que a linha rompida seja substituída, as normas de projeto permitem a utilização de coeficientes de segurança menores. Por exemplo, a API 2SK [3] recomenda o coeficiente de segurança 1,67 para o sistema intacto e 1,25 para o sistema avariado.

No sistema de ancoragem do tipo convencional, as linhas devem estar trabalhando como catenárias simples ou compostas como apresentado na Figura 2.1. Neste caso, o sistema de ancoragem transfere somente esforços horizontais para o solo. Isto se deve ao fato de que as âncoras convencionais não têm eficiência para transmitir esforços verticais. Já a linha de ancoragem tipo “*Taut-Leg*” difere da convencional no fato de que ela não possui trechos apoiados sobre o leito marinho, e seu raio de ancoragem é sensivelmente menor do que no caso convencional o que traz grandes

benefícios. Esse tipo de ancoragem transfere para o solo tanto forças horizontais quanto verticais. Um exemplo deste tipo de ancoragem é apresentado na Figura 2.2.

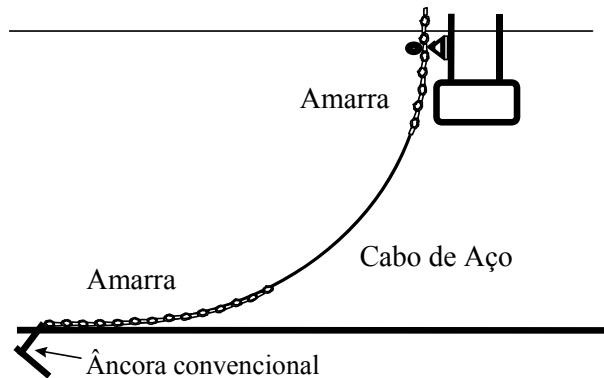


Figura 2.1 - Uma linha de ancoragem convencional.

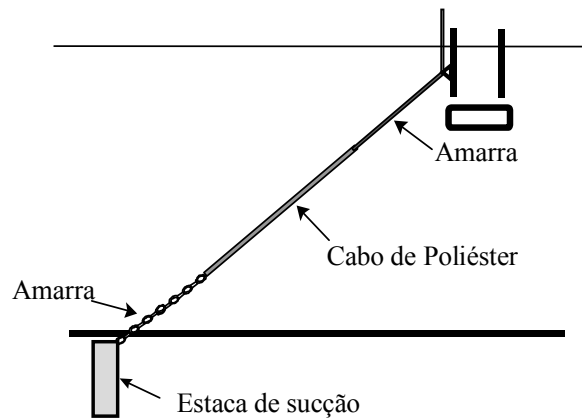


Figura 2.2 - Uma linha de ancoragem tipo "taut-leg"

Na constituição das linhas de ancoragem a relação diâmetro/comprimento implica que os efeitos de flexão são desprezíveis, sendo necessário apenas a consideração da rigidez na direção axial. Entretanto, a análise estrutural destas é complexa devido às não linearidades envolvidas no problema e aos tipos de carregamentos a que a unidade flutuante é submetida.

No caso de sistemas convencionais, as linhas de ancoragens em catenária devem ter comprimento suficiente para evitar o levantamento da âncora mesmo após a ruptura de uma outra linha. Para a condição intacta e a condição de uma linha rompida é normalmente estabelecido um comprimento mínimo de 10 metros repousando no fundo.

No sistema tipo *Taut-Leg* não há essa preocupação, já que, como dito anteriormente, as forças verticais podem ser transmitidas à estaca.

Os principais fatores que influenciam a escolha de um sistema de ancoragem devem obedecer as seguintes características:

- O tipo de plataforma a ser ancorada.
- Geometria da unidade flutuante.
- Direção e intensidade das forças ambientais aplicadas.

Quanto maior a intensidade das forças maior deve ser o número de linhas de ancoragem e/ou a resistência das mesmas. Para as plataformas flutuantes de perfuração e de produção menores, normalmente utilizam-se oito linhas de ancoragem. Para as novas gerações de semi-submersíveis de produção, em lâminas d'água profundas, o número de linhas cresce em decorrência do acréscimo das forças sobre o corpo flutuante. Este acréscimo é devido ao aumento das dimensões do casco e do aumento do número de *risers* utilizados.

Quanto à constituição, as linhas de ancoragem podem ser compostas de amarras, cabos de aço, cabos sintéticos, ou pela combinação destes. A utilização dos cabos de aço ou materiais sintéticos ou amarras está relacionada diretamente com o tipo de sistema a ser utilizado (convencional ou *Taut-Leg*).

Um cabo submetido a uma carga uniformemente distribuída ao longo de seu comprimento e apoiado somente pelas extremidades, assumirá uma configuração deformada dada por uma catenária [10].

Para a formulação da posição geométrica de uma catenária considera-se, por hipótese, que o fundo do mar é plano (Sistema Convencional), e que o cabo não tem rigidez à flexão, ou seja, ele apresenta momento fletor nulo em todas as seções, constituindo assim um sistema estático perfeitamente flexível, hipótese esta confirmada por verificações experimentais cuidadosas [10].

As forças que atuam sobre o cabo são as forças hidrodinâmicas, o peso submerso por unidade de comprimento, a tração na extremidade superior e as decorrentes dos movimentos da unidade flutuante a que ele está conectado.

A análise de uma linha de ancoragem consiste basicamente na obtenção dos valores das seguintes variáveis:

- Tração ao longo da linha.
- Raio de ancoragem.
- Posição onde a catenária toca o fundo e o respectivo comprimento em contacto com o fundo.
- Ângulos.
- Comprimento mínimo da linha.

Apresenta-se a seguir uma descrição dos principais tipos de plataformas utilizadas na exploração de petróleo no mar.

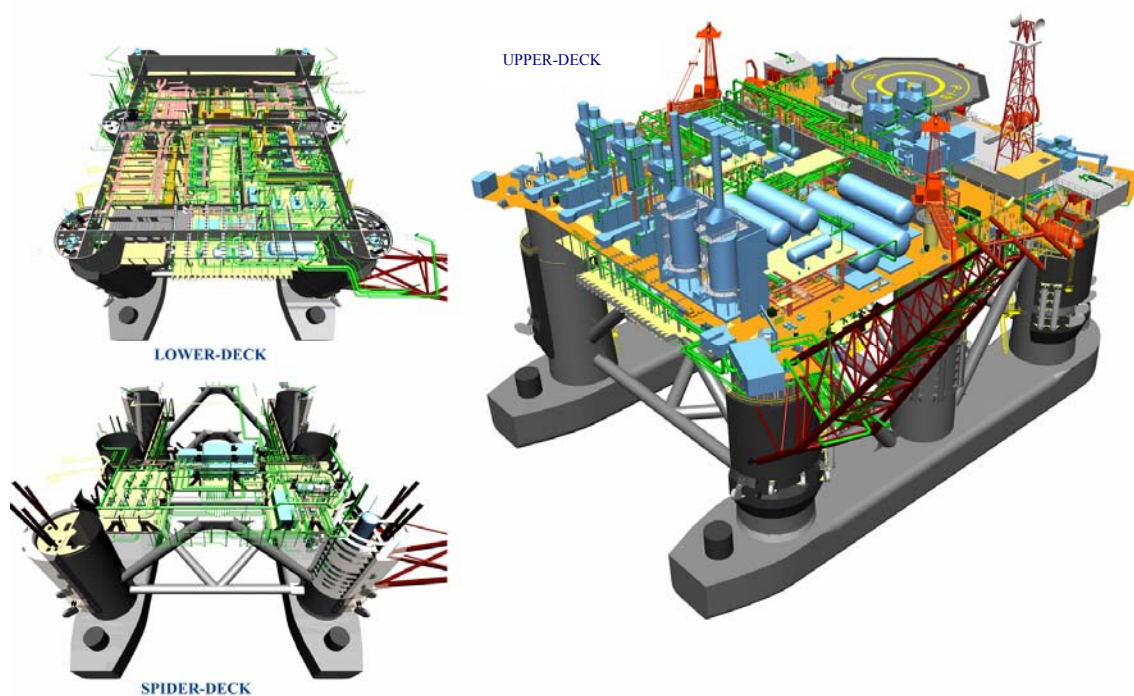
## **2.1 - Tipos de plataformas**

A árvore de natal de uma plataforma é o conjunto de válvulas responsáveis pelo controle da cabeça do poço de petróleo; estas podem ficar no fundo do mar ou na unidade flutuante. No Brasil, em sistemas flutuantes tipo semi-submersível de produção (item 2.1.1) e FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) (item 2.1.2) são utilizadas plataformas cujas árvores de natal ficam no fundo do mar, sendo usualmente denominadas por árvore de natal molhada. Este tipo de árvore de natal permite que as unidades flutuantes tenham uma maior complacência, implicando na possibilidade destas unidades serem ancoradas através de linhas de catenárias. Por outro lado, as unidades tipo TLP (*Tension Leg Platform*) que utilizam árvore de natal seca devem ter movimentos mais restritos, e utilizam sistemas de ancoragens distintos dos aqui abordados. Por esta razão este tipo de unidade não será apresentada neste trabalho.

### **2.1.1 - Semi-submersível**

Este tipo de plataforma se apóia em flutuadores submarinos, cuja profundidade pode ser alterada através do bombeio de água para o tanque de lastro (figura 2.3). As

plataformas semi-submersíveis podem ser de produção ou de perfuração. As plataformas de produção ficam fixas numa locação, em torno de vinte anos e não armazenam óleo, ao contrário dos FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading*) que serão vistos mais adiante. Estas geralmente são denominadas semi-submersíveis de produção. Já as plataformas de perfuração ficam por um período determinado numa locação, geralmente denominadas MODU (*Mobile Offshore Drilling Unit*). As plataformas semi-submersíveis podem ter sistema de ancoragem do tipo convencional ou “*taut-leg*”.



**Figura 2.3 – Vista Geral de uma Plataforma Semi-submersível**

*a) Semi-submersível com sistema de ancoragem convencional*

Semi-submersível Convencional é a plataforma flutuante de produção que apresenta o sistema de ancoragem em forma de catenária que é constituído por trechos em cabos de aço, amarras ou uma combinação de ambos. Este sistema foi empregado na maioria das plataformas de perfuração e de produção até uma profundidade em torno de 500 metros. Seu arranjo consiste na linha de ancoragem ser presa ao fundo do mar por âncoras de resistência horizontal, conforme ilustra a Figura 2.4.

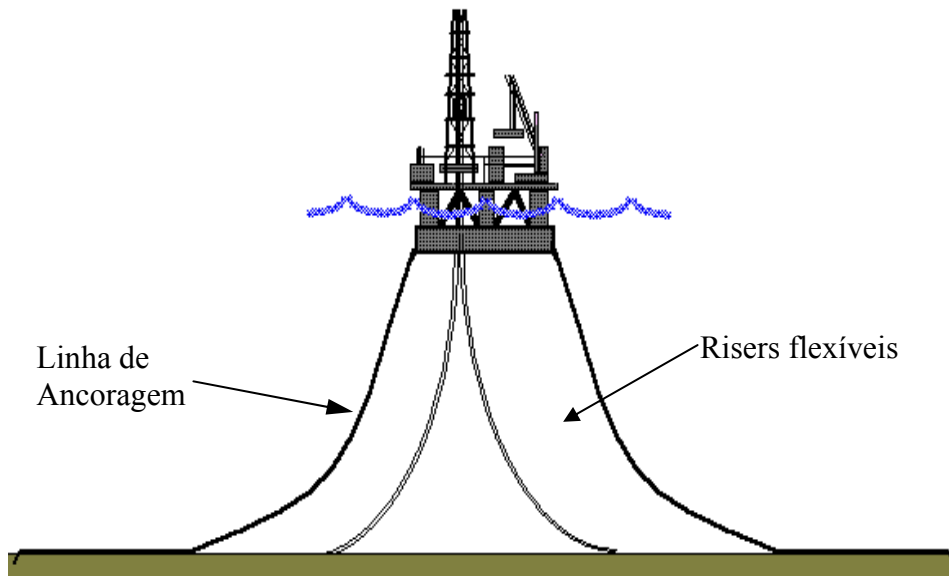


Figura 2.4 - Semi-submersível Convencional.

b) Semi-submersível tipo “Taut Leg”

Denomina-se Semi-submersível tipo “*Taut-Leg*” a plataforma flutuante de produção cujo sistema de ancoragem é constituído por linhas esticadas (“*taut-leg*”), como pode ser visto na Figura 2.5. Estas linhas são constituídas nas suas extremidades por cabos de aço ou amarras e no seu trecho intermediário por cabos de poliéster. Os cabos de poliéster apresentam uma rigidez axial e um peso submerso por unidade de comprimento menor do que os cabos de aço e as amarras com a mesma carga de ruptura nominal (MBS = *minimum breaking strenght*). Iniciou-se no ano de 1997 o emprego deste tipo de plataforma no Brasil reduzindo drasticamente o raio de ancoragem em lâminas d’água em torno de 700 metros. As linhas de ancoragem são fixas na sua extremidade inferior por meio de estacas de sucção. Outras opções de fundação podem ser utilizadas tais como: VLA (âncora com resistência vertical) e estacas de fundeio. A figura 2.6 mostra uma comparação entre o sistema *taut-leg* e o convencional.

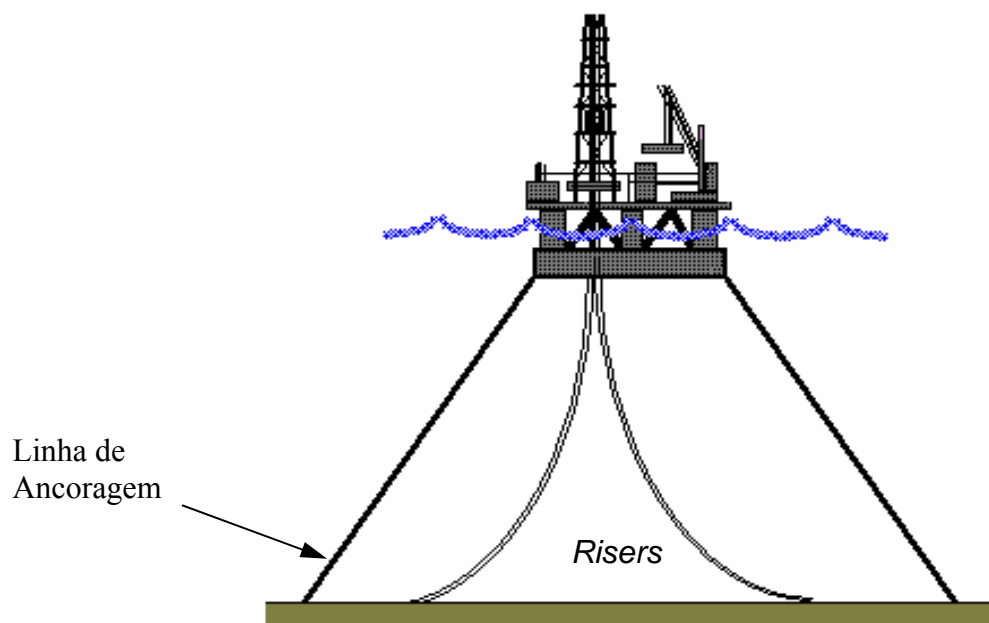


Figura 2.5- Semi-submersível “Taut-Leg”

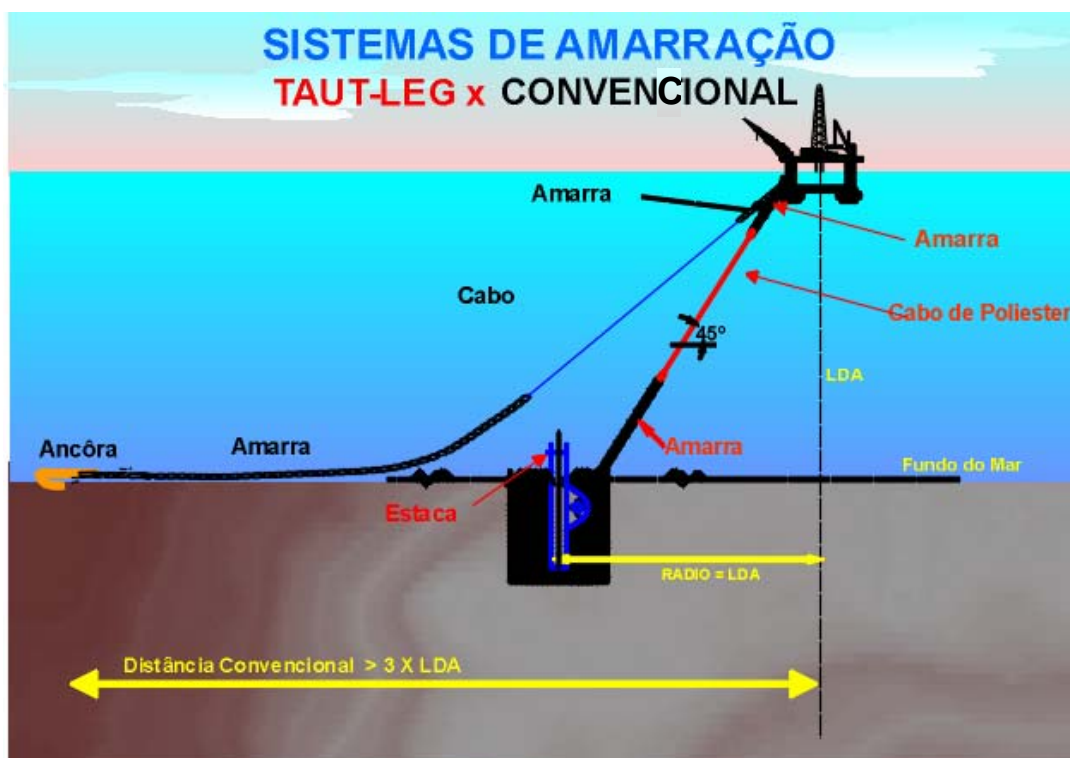
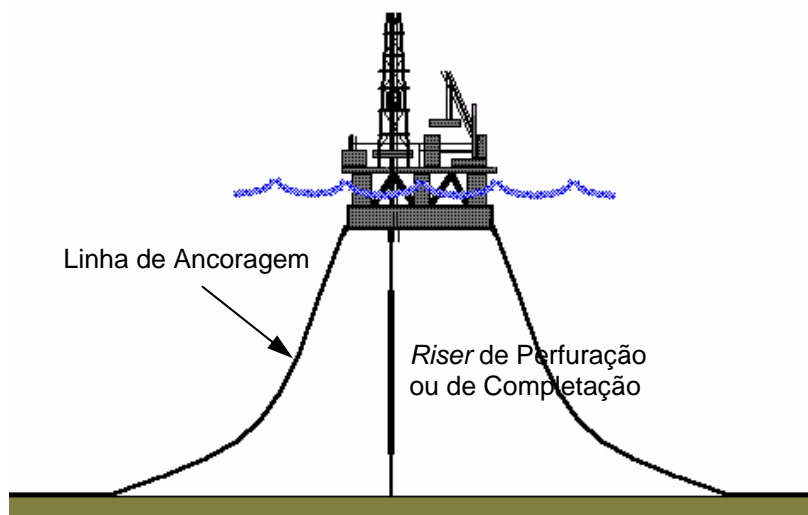


Figura 2.6- Sistemas de Amarração Taut-Leg x Convencional



c) MODU Convencional

Denomina-se MODU Convencional a plataforma flutuante de perfuração que apresenta o sistema de ancoragem convencional, como pode ser visto na Figura 2.7.



d) MODU "Taut-Leg"

Apresenta o mesmo tipo de ancoragem da semi-submersível "taut-leg", como pode ser visto na Figura 2.8. Este tipo de estrutura encontra-se em fase de estudo de viabilidade técnica e econômica na Petrobras.

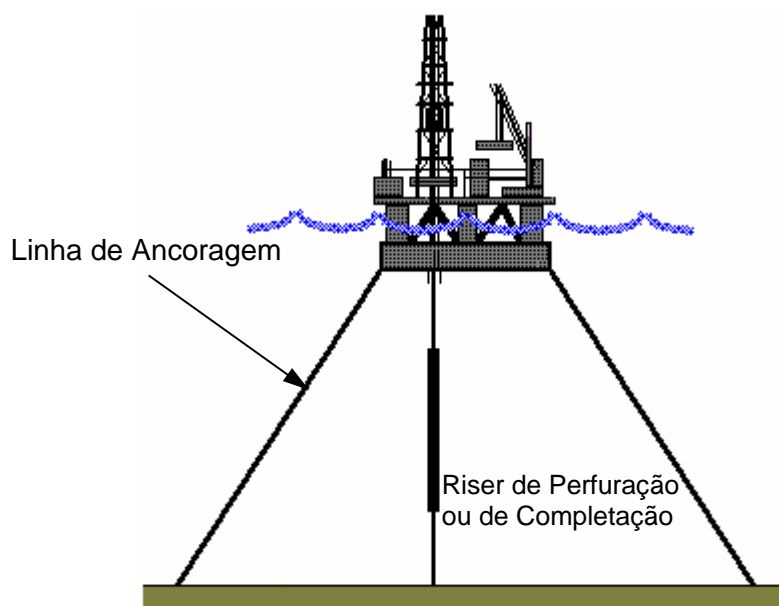


Figura 2.8- MODU "Taut-Leg"

### 2.1.2 - Navios

A crescente necessidade de exploração de petróleo em águas cada vez mais profundas, e o desafio de como escoar a produção, considerando as distâncias da costa e a profundidade do mar, levou a tecnologia para retirada desse óleo a aproximar-se cada vez mais da indústria naval.

Para atender a estes desafios surgiu a alternativa dos FPSO's (*Floating Production Storage Offloading*). Este tipo de unidade estacionária de produção consiste na utilização de um navio ancorado, que suporta no seu convés uma planta de processo, armazena o óleo produzido e ainda permite o escoamento da produção para outro navio, chamado aliviador, que é periodicamente conectado no FPSO para receber e transportar o óleo até os terminais petrolíferos.

#### a) Navio com Ancoragem Convencional

As ancoragens convencionais dos navios são compostas por um Ponto Simples de Ancoragem “SPM” (*Single Point Mooring*) do tipo *Turret* interno (funciona como uma rótula e permite que o navio gire livremente e alinhe-se com o carregamento). Este sistema caracteriza-se por permitir que o navio gire livremente ao redor das linhas de ancoragem e *risers* e fique orientado na direção das cargas ambientais, conseqüentemente reduzindo a atuação destas na estrutura (a Figura 2.9 ilustra este tipo de unidade).

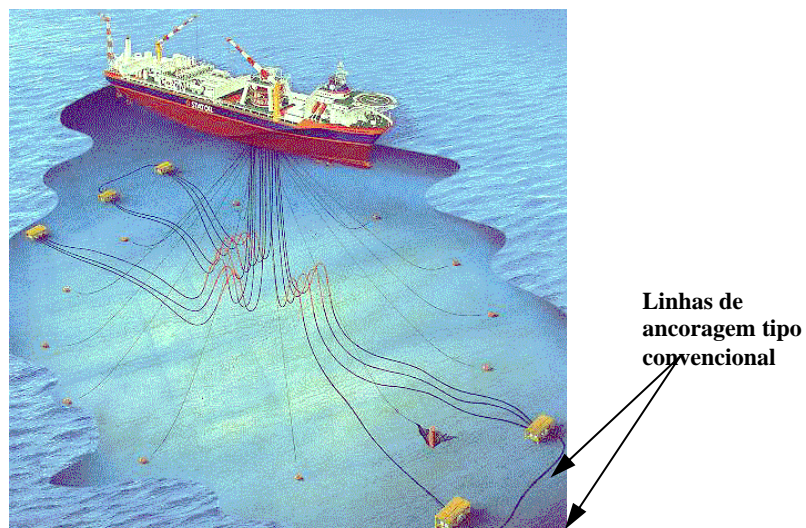


Figura 2.9- Navio ancoragem convencional.

b) Navio com Ancoragem “Taut-Leg”

Assim como o sistema convencional, estes navios apresentam ancoragem em um ponto simples e do tipo *Turret* interno. Este sistema “*taut-leg*” também permite que o navio gire livremente ao redor das linhas de ancoragem e *risers* e fique orientado na direção das cargas ambientais, reduzindo por conseguinte a atuação destas na estrutura. Este tipo de unidade é ilustrado na Figura 2.10.

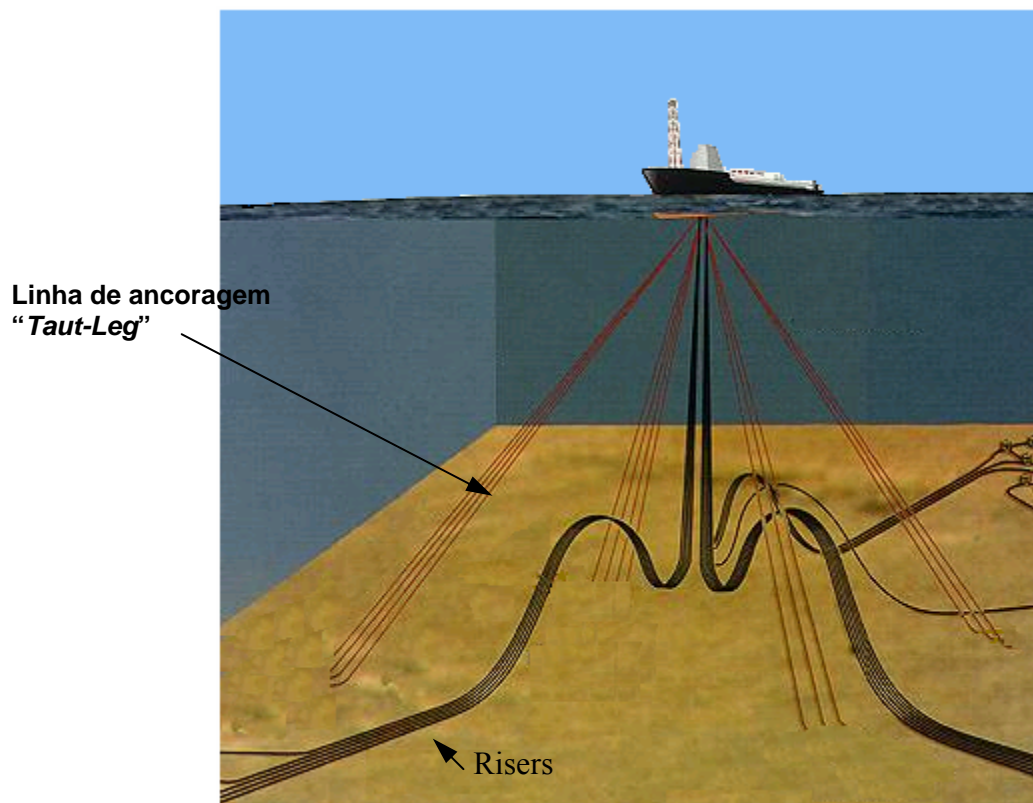


Figura 2.10 - Navio ancoragem “*taut-leg*”.

c) Navio com Sistema Dicas de Ancoragem

O DICAS é um sistema de ancoragem desenvolvido pela PETROBRAS [1], constituído basicamente por um sistema de amarração disperso com diferentes resistências na proa e na popa do navio, ou seja, é um sistema de ancoragem com complacência diferenciada. Isto pode ser observado na Figura 2.11.

A diferença básica entre o sistema DICAS e um SPM (*Single Point Mooring*) é que este último se alinha com a direção da resultante das ações ambientais, enquanto o DICAS realiza isto parcialmente, tendo, portanto, situações em que fica efetivamente com o mar incidindo de través, ou seja, a 90° com o eixo do navio. O sistema DICAS por dispensar o “*turret*” é um sistema mais simples sob o ponto de vista de construção.

Tanto no sistema DICAS quanto nos FPSO’s convencionais, as linhas de ancoragem podem ser constituídas parcialmente por cabos de poliéster o que diminui sensivelmente o peso submerso do sistema de ancoragem.

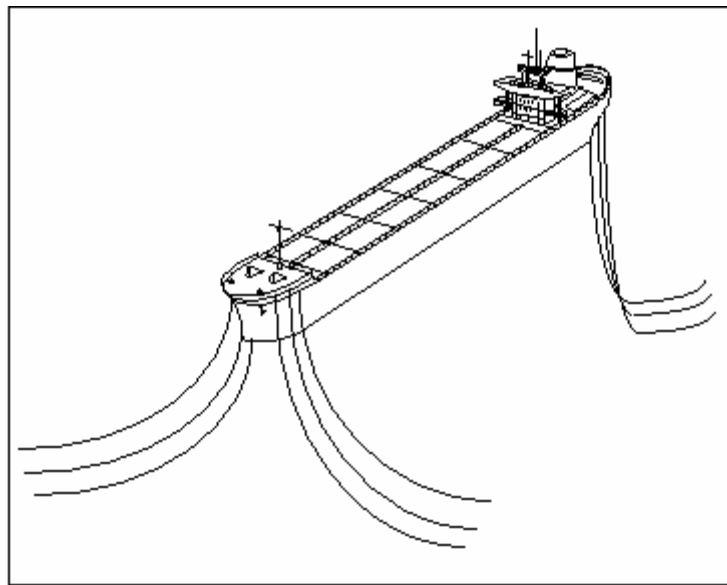


Figura 2.11 - Navio sistema DICAS de ancoragem

### 2.1.3 - *Spar-Buoy*

O sistema *Spar* consiste de um único cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de *risers* rígidos de produção. A figura 2.12 mostra um exemplo de *Spar-Buoy*.

*Spar-Buoys* são ancoradas de uma forma similar às plataformas semi-submersíveis de produção e os FPSOs, isto é, linhas de ancoragem em forma de catenária constituídas por diversos trechos de materiais diferentes (amarras, cabos de aço). No futuro deve-se utilizar também o poliéster.

Os risers são verticais similares aos da TLP com exceção do sistema de tensionamento na parte superior. Neste caso, existem grandes câmaras de flutuação na parte superior do riser que conferem ao mesmo à tração necessária. Uma das grandes vantagens neste conceito é que a parte superior dos risers fica abrigada dentro do cilindro da Spar protegendo os risers de ondas e correntes onde o efeito sobre os mesmos geralmente é maior.

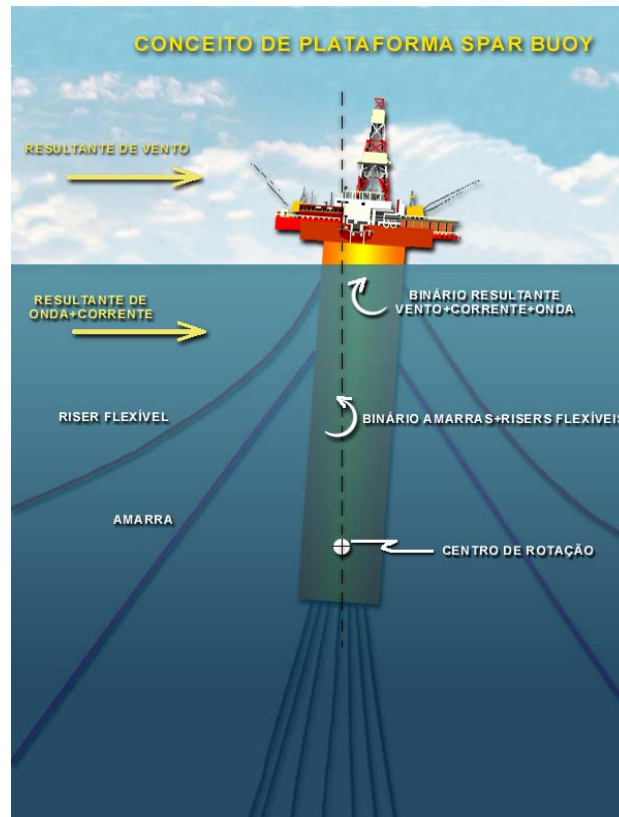


Figura 2.12 – Spar Buoy

## 2.2 -Tipos de elementos utilizados para as linhas de ancoragens

Neste item serão apresentados os principais tipos de elementos utilizados em linhas de ancoragens.

### 2.2.1 - Amarras

As amarras (são elos de aço), quanto à sua resistência, podem ser classificadas pelos graus: 3, 4 e O.R.Q. O grau 4 é o mais resistente. A utilização de um determinado grau vai depender da necessidade e dos custos envolvidos. Na Figura 2.13 são apresentados dois tipos de elos de amarras.

As dimensões de um elo de amarra são múltiplos dos diâmetros da amarra. O passo é igual a seis vezes o diâmetro.

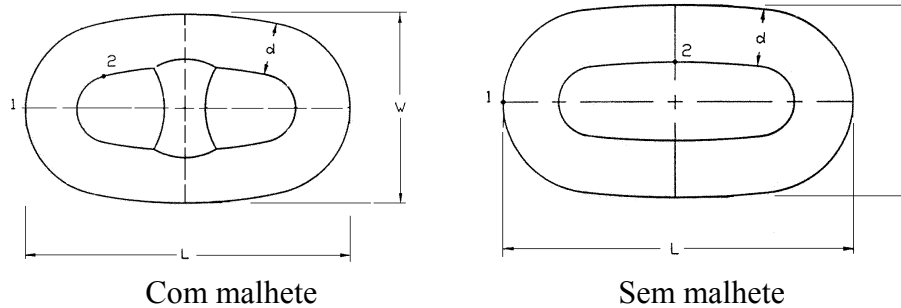


Figura 2.13 - Elos de amarras

A amarra pode romper por ultrapassar à carga de ruptura nominal ou por fadiga. O número de ciclos para romper a amarra será função principalmente dos movimentos induzidos pelo corpo flutuante. Em FPSO's, a amarra terá sua vida reduzida se estiver trabalhando com trações elevadas. Com o objetivo de se prolongar a vida das amarras é recomendável que se trabalhe com trações correspondentes a 1/3 da tração de ruptura [6].

Durante o processo de fabricação, cada trecho de sete metros é testado com uma carga de aproximadamente 70% da carga nominal de ruptura. A tabela 2.1 mostra as propriedades físicas de amarras típicas disponíveis no mercado.

Tabela 2.1- Propriedades físicas da amarra					
MBL: Tração mínima de ruptura					
Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA* (kN) Quase-est	W (kN/m)	
				seco	molhado
Amarra	0,095	9.001	710.268	1,9389	1,6822
Amarra	0,132	18000	1.420.536	3,878	3,364

## 2.2.2 - Cabos de Aço

A classificação do cabo consiste de dois números, como por exemplo 6x19. O primeiro número indica a quantidade de pernas torcidas e o segundo indica a quantidade de fios em cada perna. A Figura 2.14 ilustra alguns tipos de cabos utilizados.

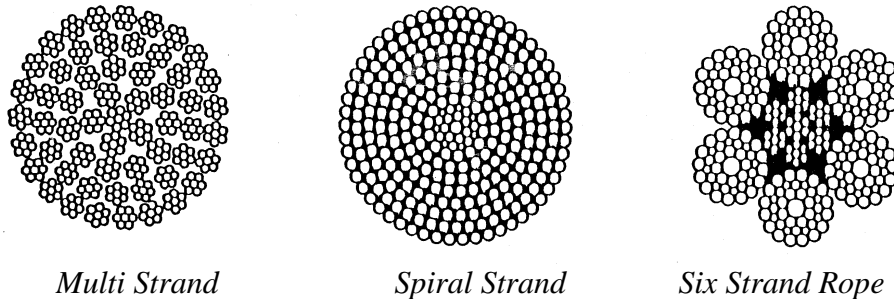


Figura 2.14 - Cabos de Aço

As falhas por fadiga do cabo de aço geralmente ocorrem nas proximidades das terminações e dos componentes adjacentes à âncora ou outras conexões. A tabela 2.2 apresenta as propriedades físicas de cabos de aço típicos disponíveis no mercado.

Tabela 2.2 – Propriedades físicas de um cabo de aço				
MBL: Tração mínima de ruptura.				
Material	Diâmetro	MBL	EA* (kN)	W (kN/m)
	(m)	(kN)	Quase-est	
Aço (6x37)	0,103	7.063	427.276	0,432

### 2.2.3 - Cabos de Poliéster

O cabo de poliéster é um cabo 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 nominal e um peso submerso por unidade de comprimento bem menor.

A Petrobras foi a pioneira na utilização do cabo de poliéster na exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas da costa brasileira. A utilização do cabo de poliéster permitiu que a Petrobras levasse o sistema de completção molhada para águas mais profundas, pois existe uma limitação com amarras e cabos de aço devido ao peso submerso dos mesmos inviabilizar o sistema de ancoragem para grandes lâminas d'água. A outra grande vantagem está associada ao raio bem menor já que a restauração

agora é realizada pela elasticidade do cabo de poliéster e não pelo caráter geométrico da linha de ancoragem constituída por amarras e cabo de aço.

Como pode ser observado na tabela 2.3, para um mesmo MBL (*Minimum Breaking Load*) o peso molhado do cabo de poliéster é 28 vezes menor do que o da amarra. Nos arranjos de ancoragem em que se usa poliéster a linha possui um trecho inicial e final de aproximadamente 100 metros de amarras; isso é usado para impedir que o cabo encoste no leito marinho e seja atacado por microorganismos e que no trecho superior não sofra fotossíntese. Esse sistema foi utilizado pela Petrobrás na bacia de campos e hoje já foi implementado pela Shell em uma de suas plataformas no golfo do México.

Tabela 2.3 - Propriedades físicas do poliéster					
MBL: Tração mínima de ruptura					
Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA* (kN) Quase-est	W (kN/m)	
				seco	molhado
Poliéster	0,210	12.263	187.129	0,2845	0,0726

#### 2.2.4 - Cabos de ARAMIDA

O cabo de Aramida é também um cabo de material sintético quase auto-flutuante, mas que apresenta uma flexibilidade axial similar a do cabo de aço. Desta forma, a resistência do cabo de aramida torna-se bem maior do que a do cabo de poliéster de mesmo diâmetro. No entanto, existem ainda problemas para a sua utilização em sistemas de produção. A tabela 2.4 mostra as propriedades físicas típicas disponíveis no mercado.

Tabela 2.4 - Propriedades físicas da aramida					
MBL: Tração mínima de ruptura					
Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA (kN)	W (kN/m)	
				seco	molhado
Aramida	0,203	19.613	$2,529 \times 10^6$	0,307	0,0868

### 2.3 - Fundações para sistemas flutuantes

Neste item serão apresentados os principais sistemas de fundação utilizados em uma ancoragem:



### 2.3.1 - âncoras convencionais

- Não resistem às componentes verticais de força resultante na extremidade inferior da linha de ancoragem.
- Utilizadas para ancorar semi-submersíveis de perfuração (MODUs), semi-submersíveis de produção, FPSOs, *Spar-buoys* etc.

Exemplos de âncoras não convencionais encontram-se na figura 2.15.



Figura 2.15 – Exemplo de âncoras convencionais (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA)

### 2.3.2 - âncoras VLA (*Vertical Load Anchor*)

- Resistem às componentes verticais de força resultante na extremidade inferior da linha de ancoragem.
- Utilizadas para ancorar semi-submersíveis de perfuração (MODUs), semi-submersíveis de produção, FPSOs e *Spar-buoys*

### 2.3.3 - estacas de sucção (*Suction Pile*)

- Estacas de grande diâmetro e pequeno comprimento.
- De forma similar às âncoras VLAs resistem às componentes verticais de força resultante na extremidade inferior da linha de ancoragem.
- Utilizadas para ancorar semi-submersíveis de perfuração (MODUs), semi-submersíveis de produção, FPSOs, TLPs e *Spar-buoys*. (ver figura 2.16)



Figura 2.16 – Exemplo de estaca de sucção (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA)

### 2.3.4 - estacas torpedo

- Estacas de grande comprimento e de pequeno diâmetro lançadas por gravidade de uma determinada profundidade como se fosse um torpedo sem explosivos. [12,13]
- De forma similar às ancoras VLAs e às estacas de sucção, as estacas torpedo resistem às componentes verticais de força resultante na extremidade inferior da linha de ancoragem.
- Atualmente utilizadas para ancorar semi-submersíveis de perfuração (MODUs). No entanto, segundo Cipriano J. de Medeiros Júnior [12,13] já existem estudos para que este conceito seja utilizado em sistemas de produção.

A figura 2.17 mostra uma estaca torpedo sendo manuseada.



Figura 2.17 - Exemplo de estaca torpedo (Fonte: FLUKE ENGENHARIA LTDA)

### **2.3.5 - estacas tradicionais**

- De grande comprimento e de pequeno diâmetro
- Instaladas com martelo hidráulico submarino
- Utilizada em TLPs

## **3 - Sistemas de Risers**

Antes de descrever o *riser* rígido em catenária, será feita uma introdução do que é um *riser*, suas aplicações e principais características.

### **3.1 - Riser**

Segundo a API RP 2T [14] um *riser* é um condutor que liga um equipamento situado no fundo do mar à unidade de perfuração ou produção (plataforma ou navio). Apresenta-se como um duto esbelto, suspenso do fundo do mar pela unidade flutuante. O sistema do *riser* é, portanto, a interface entre a estrutura estática no fundo do mar e a estrutura flutuante que possui comportamento dinâmico.

Limitações no comprimento máximo de cada trecho do duto fazem com que, em alguns casos, o *riser* seja segmentado, para facilitar os processos de fabricação, transporte, instalação e substituição no local. Esses segmentos de tubo podem ser unidos por conectores ou solda.

Os *risers* podem desempenhar funções específicas tais como: condução de fluidos entre a cabeça do poço e a unidade flutuante; importação, exportação ou circulação de fluidos entre a unidade flutuante e um equipamento remoto; guiar os equipamentos de perfuração no poço ou realizar outras funções especializadas.

Como o *riser* deve ser capaz de resistir às forças estáticas e dinâmicas exercidas sobre ele, são aplicados na análise estrutural métodos para garantia da sua integridade na construção e na operação.

A configuração de um *riser* pode ser um dos três tipos :

- Vertical: é aplicada uma força de tração no topo com a finalidade de manter o *riser* sempre tracionado, evitando a sua flambagem.

- Catenária: na maioria dos casos não é aplicada força de tração no topo. As extremidades (topo e fundo) não estão no mesmo alinhamento vertical.
- Complexa: derivada da configuração em catenária, o *riser* assume uma geometria em forma de catenária dupla através da instalação de flutuadores ou bóias mantidas submersas com poitas (estrutura usada para fundear).

As configurações vertical e complexa não são objetivos deste trabalho.

As Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 mostram as três configurações apresentadas anteriormente.

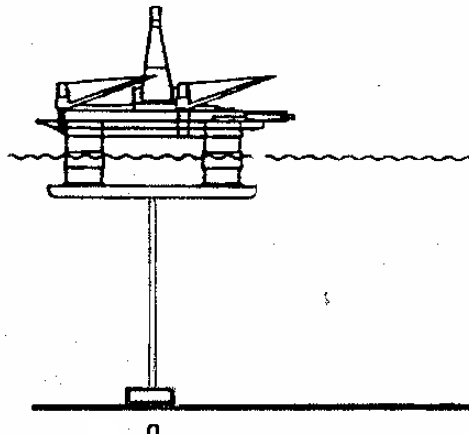


Figura 3.1 – Riser com Configuração Vertical

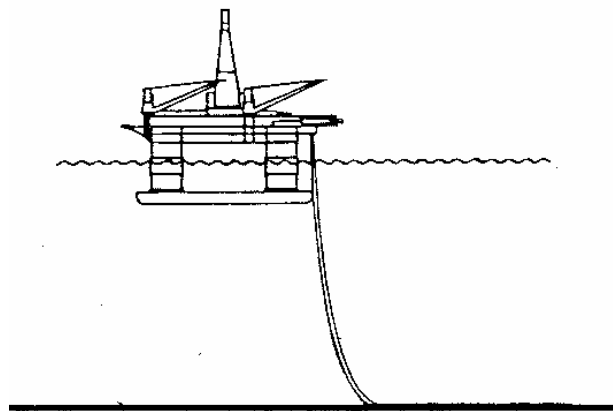


Figura 3.2 – Riser com Configuração em Catenária

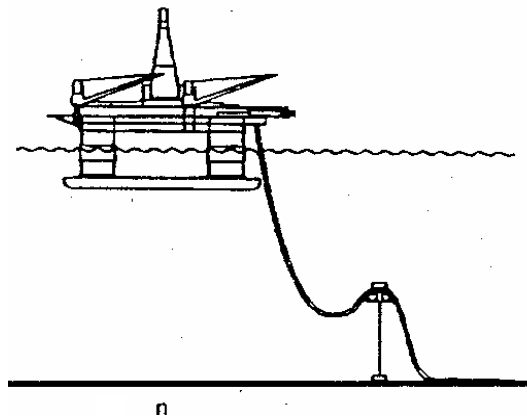


Figura 3.3 – Riser com Configuração Complexa - “Lazy S”

De acordo com o material utilizado em sua fabricação, o *riser* pode ser classificado em rígido ou flexível.

- Rígido: geralmente constituído de aço, mas poderia também ser de titânio ou compósitos; em geral é instalado na vertical, mas também pode ser instalado em catenária para lâmina d’água profunda.
- Flexível: é em geral constituído de camadas de aço intercaladas com polietileno. As camadas de aço proporcionam flexibilidade ao *riser*, enquanto que as camadas de polietileno proporcionam estanqueidade, proteção contra corrosão e evitam a abrasão das camadas metálicas.

As Figuras 3.4 e 3.5 mostram respectivamente trechos de um *riser* rígido e um flexível e a Figura 3.6 exemplifica sua utilização.

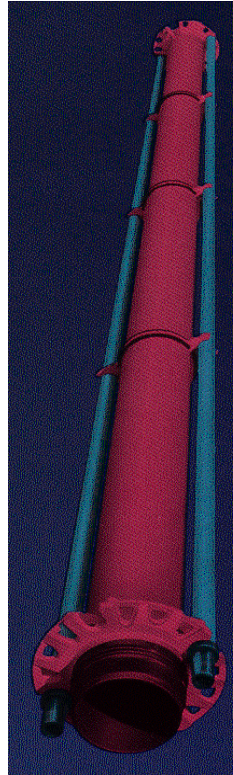


Figura 3.4 – Trecho de um *Riser* Rígido de Perfuração

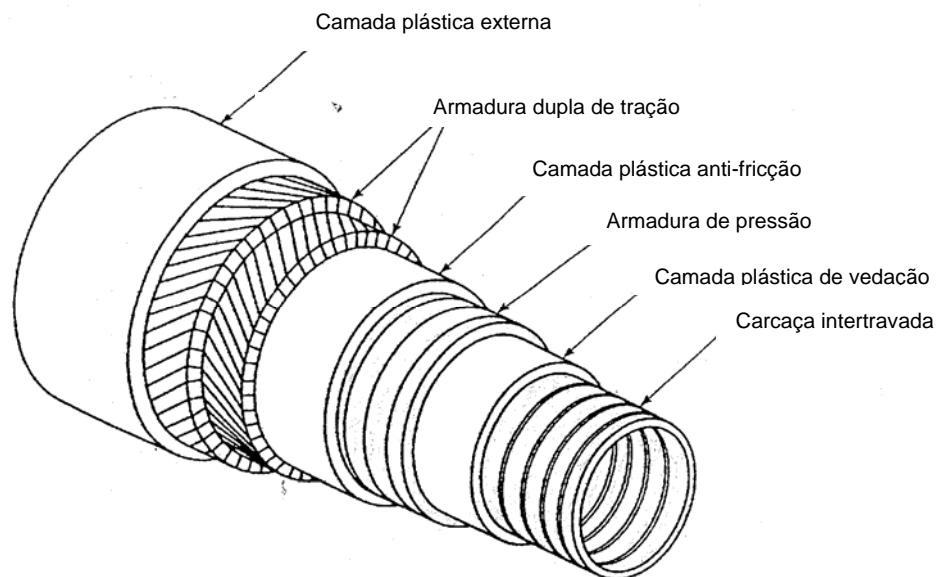


Figura 3.5 – Seção Transversal Típica de um *Riser* Flexível

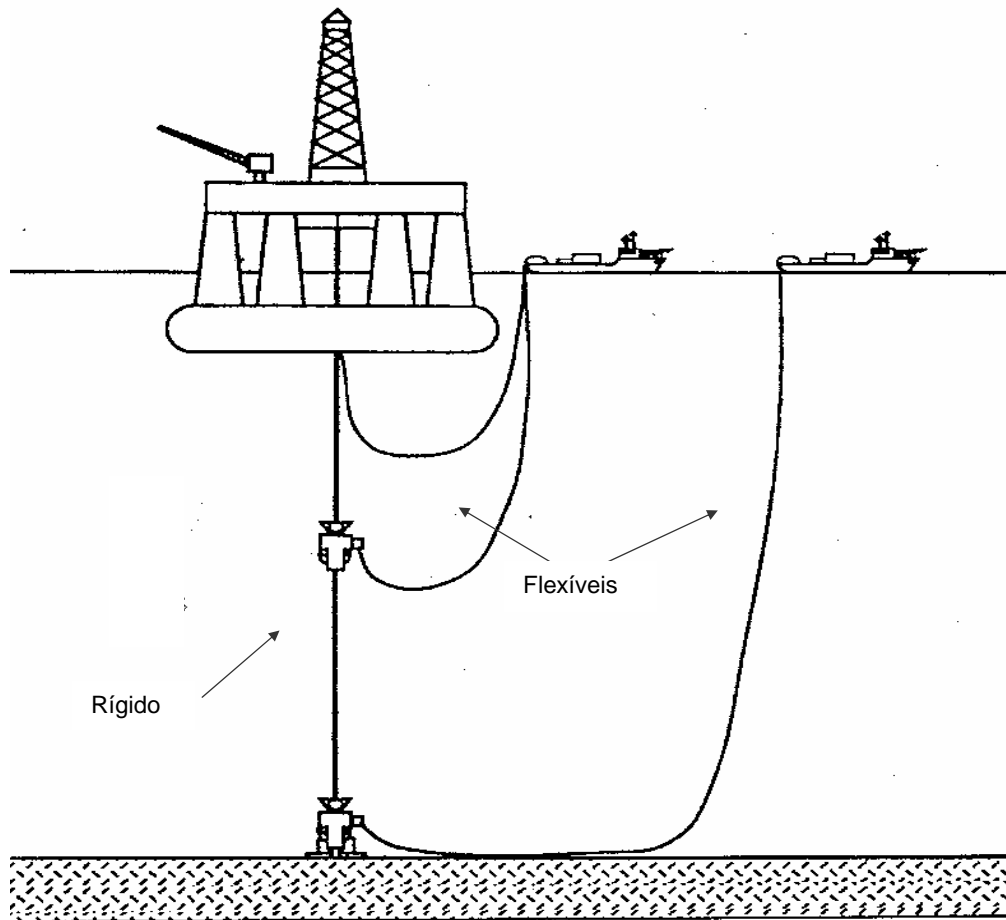


Figura 3.6 – Exemplo de Utilização de *Risers* Rígidos e Flexíveis

Os *risers* são fixados na unidade flutuante através de sistemas de conexão posicionados geralmente nos bordos da plataforma. A seleção da área para instalação dos sistemas de conexão depende do arranjo da plataforma e do arranjo de fundo previsto para a locação. Podem estar conectados acima da linha d'água, próximo ao nível do convés principal, ou abaixo da linha d'água, próximo dos flutuadores (*pontoons*). A instalação de conectores nesta elevação tem como principal vantagem o alívio da carga no convés, uma vez que praticamente toda a carga proveniente dos *risers* será compensada pelo sistema de lastro da plataforma.

O projeto das conexões dos *risers* à plataforma dever ser feito de tal maneira que se reduza ao mínimo qualquer excentricidade que possa introduzir efeitos secundários de flexão ou torção.

### **3.2 - Riser Rígido em Catenária (SCR – *Steel Catenary Riser*)**

Um *riser* rígido em catenária (*Steel Catenary Riser* – SCR) é um tubo constituído de aço que apresenta configuração em catenária Figura 3.7.

*Risers* deste tipo costumam ter o diâmetro suficientemente grande para acomodar a produção do fluido que irá ser transferido. Ao contrário das linhas de ancoragem, a rigidez à flexão deve ser levada em conta na configuração final. Em virtude dos grandes esforços devidos ao momento fletor, deve-se dedicar atenção especial à junta da extremidade, em contato com a plataforma e na região em que o *riser* tocar o fundo do mar (TDP - Touchdown Point).

A Figura 3.7 mostra um *riser* rígido em catenária destinado à importação de fluido, conectado à plataforma no *pontoon*. Os momentos são aliviados no topo com o uso de uma junta tipo *flexjoint*, localizada numa base chamada de receptáculo.

Essas juntas são compostas de metal e elastômero, que suportam altos carregamentos de compressão e transferem um momento relativamente pequeno para a estrutura suporte, permitindo assim grandes deflexões angulares sem produzir grandes momentos na extremidade do *riser*.



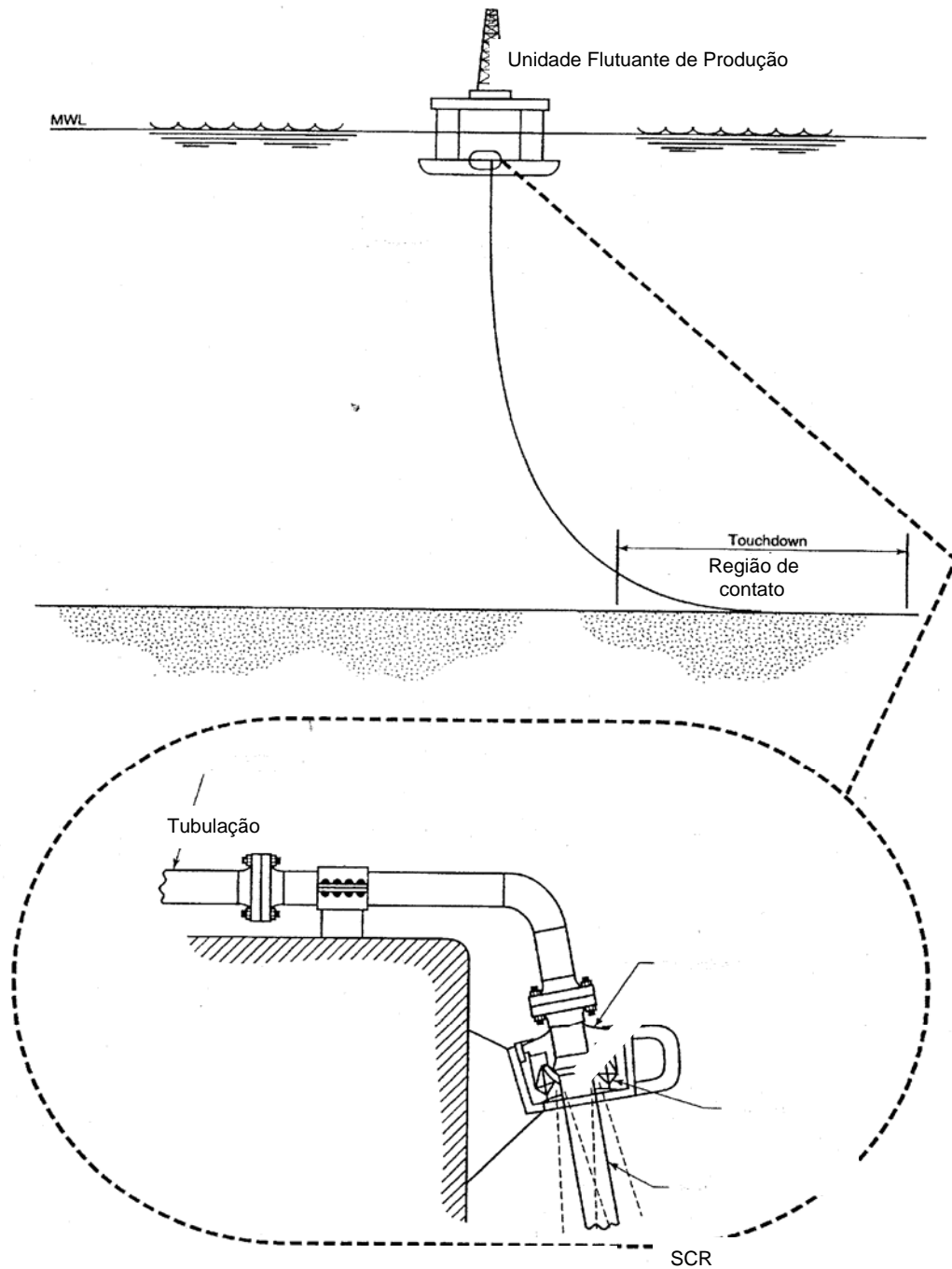


Figura 3.7 – Riser Rígido em Catenária e sua Conexão à Plataforma

## 4 - Formulação da Catenária

A catenária (Figura 4.1) é a forma geométrica que o trecho suspenso de um cabo assume quando está submetido a um carregamento distribuído ao longo de seu comprimento. A equação que a descreve tem como parâmetro de entrada a força horizontal a qual o cabo está submetido, mas, essa força é uma das incógnitas nos problemas que estudam o comportamento dos cabos. Para obter-se a solução torna-se necessário um cálculo iterativo para determinação dessa força.

Na formulação das catenárias pode ser levada ou não a influência da rigidez axial. Neste item serão apresentadas as formulações para o projeto de catenárias usualmente utilizadas na indústria *offshore*. Primeiro será apresentado o método iterativo utilizado para encontrar a solução, o método de Newton-Raphson.

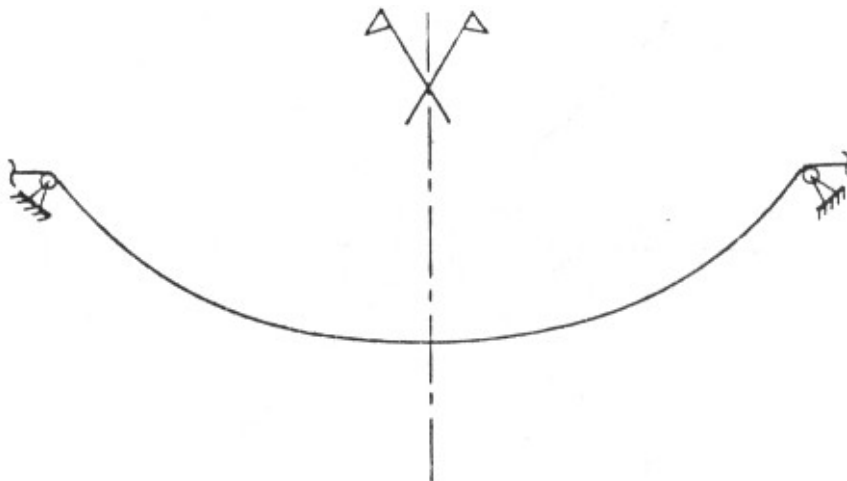


Figura 4.1 – Catenária

### 4.1 - Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson constitui-se em um processo iterativo para obter-se as raízes de uma função  $F(x) = 0$ . Este método foi utilizado para a determinação da geometria da catenária e pode ser entendido graficamente através da Figura 4.2.

Dado o ponto  $[X_0, f(X_0)]$

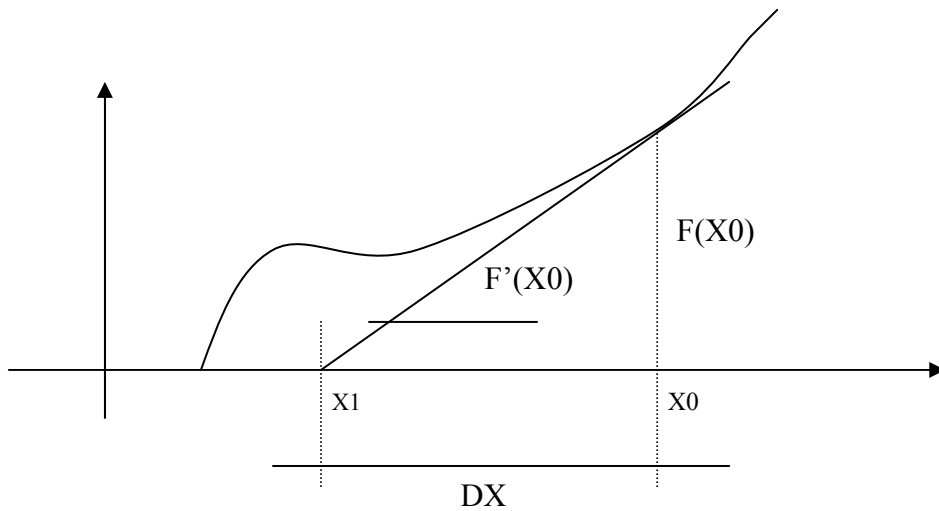


Figura 4.2 – Método de Newton-Raphson

pode-se obter um novo ponto mais próximo de uma raiz através da seguinte expressão:

$$X_1 = X_0 - DX$$

onde  $DX$  é a distância entre os pontos  $X_1$  e  $X_0$ . Através da derivada no ponto  $X_0$ , tem-se:

$$F'(X_0) = F(X_0) / DX \rightarrow DX = F(X_0) / F'(X_0)$$

logo

$$X_1 = X_0 - F(X_0) / F'(X_0)$$

Estendendo este conceito, tem-se:

$$X_{i+1} = X_i - F(X_i) / F'(X_i)$$

Onde  $i$  representa cada uma das iterações do processo. Este processo termina quando  $F(X_{i+1}) \leq e$ , sendo “ $e$ ” um erro estabelecido.

Este processo pode ser facilmente alterado para que o método busque um determinado valor da função  $F$  diferente de zero, isto é:

$F(X) = Y$ ; neste caso tem-se:

$$X_{i+1} = X_i - (F(X_i) - Y) / F'(X_i)$$

Na prática a derivada da função em torno do ponto  $F'(X)$  nem sempre está disponível; nestes casos pode-se então trabalhar com uma aproximação da tangente, isto é:

$$F'(X_0) = [F(X_0) - F(X_0 + dx)] / dx$$

onde  $dx$  é um valor arbitrário pequeno.

## 4.2 - Catenária Completa

### 4.2.1 - Inextensível

Trata-se da curva obtida pela sustentação de uma linha completamente flexível, por suas extremidades, quando atuada apenas pelo peso próprio. Esta formulação corresponde ao trecho suspenso do cabo; determiná-lo é condição *sine qua non* para determinação dos parâmetros do cabo. A seguir será descrita a formulação matemática da catenária desconsiderando sua extensibilidade. Na Figura 4.1 é possível verificar a geometria de uma catenária e a Figura 4.3 apresenta os principais parâmetros de uma catenária.

Relações Básicas

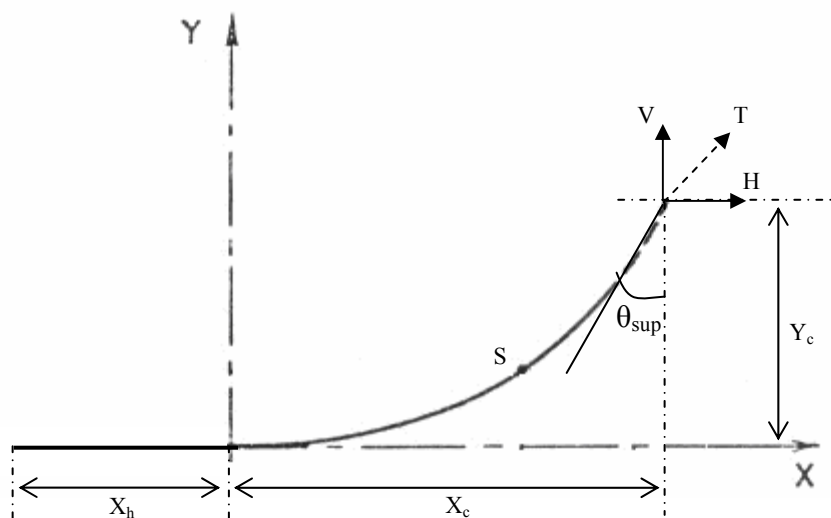


Figura 4.3 – Principais Parâmetros de uma Catenária

H → Força Horizontal

V → Força Vertical

T → Tração atuante no cabo

$\theta$  → Ângulo entre a tração e o eixo horizontal

$X_h$  → Comprimento do cabo no solo

$X_c$  → Projeção horizontal do trecho suspenso do cabo

$X_t = X_h + X_c$

$Y_c$  → Projeção vertical do trecho suspenso do cabo

$S_t$  → Comprimento Total de Cabo

S → Comprimento suspenso de Cabo

w → Peso por unidade de comprimento

Considerando-se um elemento  $\Delta S$  da catenária, conforme ilustrado na figura 4.4, aplicando-se o balanço de forças, temos:

fazendo-se o equilíbrio de forças horizontais tem-se:

$$\sum F_H = T_2 \times \cos(\theta_2) - T_1 \times \cos(\theta_1) = 0$$

de onde pode-se concluir que:

$$\Delta[T \times \cos(\theta)] = 0$$

$$H = T \times \cos(\theta) = \text{constante} \quad (1)$$

Fazendo-se o equilíbrio de forças verticais tem-se:

$$\sum F_V = T_2 \times \text{sen}(\theta_2) - T_1 \times \text{sen}(\theta_1) - w \times \Delta S = 0$$

Conclui-se que:

$$\Delta[T \times \text{sen}(\theta)] = w \times \Delta S$$

$$H \times \Delta[\text{tg}(\theta)] = w \times \Delta S \quad (2)$$

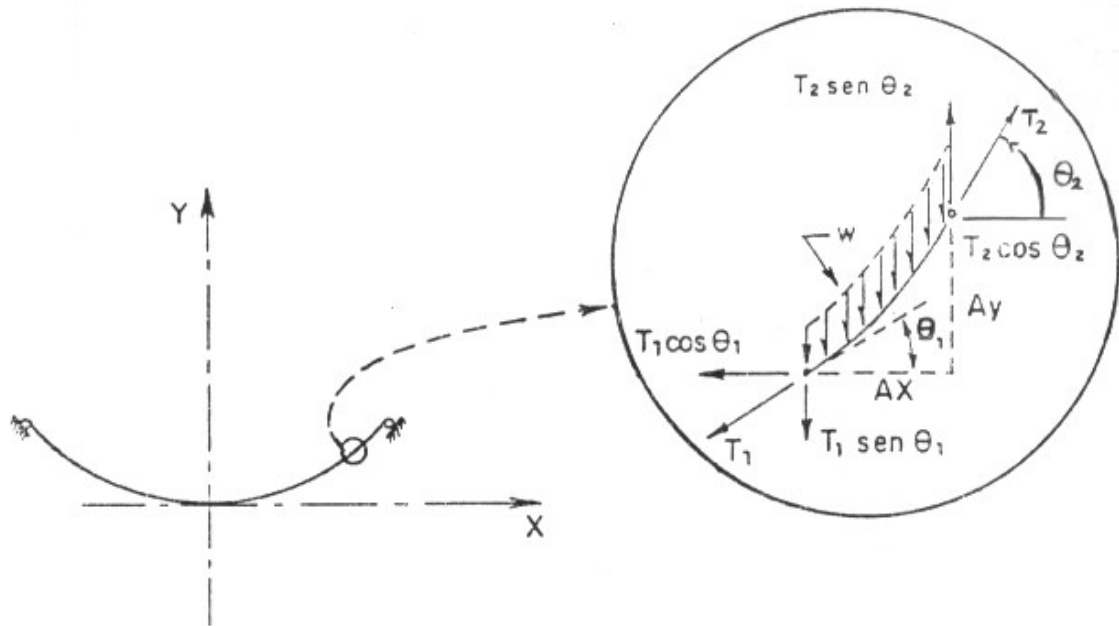


Figura 4.4 – Trecho infinitesimal de uma catenária

Admitindo-se que a curvatura do elemento  $\Delta S$  seja pequena,

$$\Delta S^2 = \Delta x^2 + \Delta y^2 \quad \text{logo,} \quad \Delta S = \Delta x \sqrt{1 + \left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right)^2}$$

Empregando-se a expressão (2) e utilizando as relações a seguir:

$$\text{tg}(\theta) = \frac{\Delta y}{\Delta x}$$

$$H \times \Delta \left[ \frac{\Delta y}{\Delta x} \right] = w \times \Delta x \sqrt{1 + \left(\frac{\Delta y}{\Delta x}\right)^2}$$

No limite quando  $\Delta S \rightarrow 0$

$$H \times \frac{d^2 y}{dx^2} = w \times \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \quad (3)$$

Podemos integrar a expressão (3) de acordo com o sistema de eixos mostrado na figura 4.3.

Sendo  $\eta = \frac{dy}{dx}$

logo,

$$\frac{H}{w} \times \frac{d\eta}{dx} = \sqrt{1 + \eta^2}$$

$$\int dx = \frac{H}{w} \times \int \frac{d\eta}{\sqrt{1 + \eta^2}}$$

Resolvendo a integral obtem-se:

$$x = \frac{H}{w} \times \operatorname{senh}^{-1}(\eta) + C_1$$

Colocando-se o termo  $\eta$  em evidência, chega-se a seguinte relação:

$$\eta = \operatorname{senh} \left[ \frac{w}{H} \times (x - C_1) \right]$$

Sabendo-se que

$$\eta = \frac{dy}{dx} = 0, \text{ para } x = 0,$$

conclui-se que

$$\operatorname{senh} \left[ \frac{w}{H} \times (-C_1) \right] = 0$$

o que implica em

$$\left[ \frac{w}{H} \times (-C_1) \right] = 0, \quad \therefore C_1 = 0$$

daí,

$$\eta = \frac{dy}{dx} = \sinh\left(\frac{w \times x}{H}\right)$$

Integrando-se novamente,

$$\int dy = \int \sinh\left(\frac{w \times x}{H}\right) \times dx$$

obtem-se

$$y = \frac{H}{w} \times \cosh\left(\frac{w \times x}{H}\right) + C_2$$

Lembrando que

$$y = 0 \text{ e } \cosh\left(\frac{w \times x}{H}\right) = 1, \text{ para } x = 0$$

Conclui-se que,

$$C_2 = -\frac{H}{w}$$

Logo

$$y = \frac{H}{w} \times \cosh\left(\frac{w \times x}{H}\right) - \frac{H}{w}$$

$$y + \frac{H}{w} = \frac{H}{w} \times \cosh\left(\frac{w \times x}{H}\right) \quad (4)$$

Sendo



$$dS = \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \times dx$$

o comprimento S da catenária pode ser obtido por integração:

$$\int dS = \int \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \times dx$$

onde

$$\frac{dy}{dx} = \operatorname{senh}\left(\frac{w \times x}{H}\right) \quad (5)$$

isto é,

$$\sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} = \sqrt{1 + \operatorname{senh}^2\left(\frac{w \times x}{H}\right)} = \sqrt{\cosh^2\left(\frac{w \times x}{H}\right)}$$

e,

$$S = \int \cosh\left(\frac{w \times x}{H}\right) \times dx = \frac{H}{w} \times \operatorname{senh}\left(\frac{w \times x}{H}\right) + C_3$$

mas,

$S = 0$  para  $x = 0$  e portanto  $C_3 = 0$

$$S = \frac{H}{w} \times \operatorname{senh}\left(\frac{w \times x}{H}\right) \quad (6)$$

Fazendo  $\frac{w}{H} = a$

$$S = \frac{\sinh(x \times a)}{a} \quad (6.a)$$

Lembrando que,

$$T^2 = H^2 + V^2 \quad (7)$$

$$V = w \times S \quad (8)$$

No ponto (x,y) tem-se,

$$T^2 = H^2 + V^2 = \frac{w^2}{a^2} + S^2 \times w^2 = \left[ w \times \sqrt{\frac{1}{a^2} + S^2} \right]^2$$

logo,

$$T = w \times \sqrt{\frac{1 + \sinh(x \times a)}{a^2}}$$

$$T = \frac{w}{a} \times \cosh(x \times a) = w \times y + H$$

resultando,

$$T = w \times y + H \quad (9)$$

Utilizando-se a equação (4), substituindo “y” por  $Y_c$  e isolando o termo “x” tem-se,

$$X_c = \frac{\cosh^{-1}(Y_c \times a + 1)}{a} \quad (10)$$

Onde  $X_c$  é a projeção horizontal do trecho suspenso

Substituindo na equação (6), conclui-se que,

$$S = \frac{\sinh(X_c \times a)}{a} \quad (11)$$

O comprimento do cabo no solo é obtido subtraindo-se “S” de “S<sub>t</sub>”

$$X_h = S_t - S \quad (12)$$

O ângulo do cabo na extremidade superior é dado pela seguinte expressão:

$$\theta_{\text{sup}} = \tan^{-1}\left(\frac{H}{V}\right) \quad (13)$$

O problema com o qual se pretende trabalhar tem por objetivo determinar a geometria de uma linha de ancoragem através da solução da catenária inextensível clássica, assim como a força horizontal “H” ancorada por ela. Os dados são o comprimento total de cabo “S<sub>t</sub>”, e as posições iniciais e finais “X<sub>t</sub>” e “Y<sub>c</sub>”.

Como visto na equação (10), X<sub>c</sub> é dependente da força horizontal “H”, logo X<sub>t</sub> também. Para solucionar-se o problema, precisa-se utilizar um processo iterativo para a determinação dessas grandezas.

Utilizou-se o Método de Newton-Raphson, com “X<sub>t</sub>” em função de “H”. Esse processo foi implementado computacionalmente utilizando-se a linguagem FORTRAN 90 [15].

#### Algoritmos utilizados

O algoritmo utilizado tem como dados de entrada o comprimento do cabo (S<sub>t</sub>), o comprimento horizontal total (X<sub>t</sub>) e o comprimento vertical total (Y<sub>c</sub>), e o peso por unidade de comprimento do cabo (w). Ele calcula a força horizontal (F<sub>h</sub>), o

comprimento suspenso de cabo (S) e o apoiado sobre o leito marinho ( $X_h$ ). Para iniciar o programa é necessário que seja estimado um valor inicial para a força horizontal (Fh), conforme indicado no algoritmo a seguir.

\* → multiplicação

Sqrt → Raiz quadrada

Dados: Entrada →  $X_t, Y_c, w, S_t$

Saída → Fh ,  $X_c, X_h$

$$Fh = w * \text{sqrt}(X_t^2 + Y_c^2) * X_t^3 / S_t^3$$

$$\Delta Fh = Fh * 10^{-5}$$

Ciclo 1: Enquanto  $|X_{t1} - X_t| < \epsilon$  faça:

Subrotina 1 → ( $X_t, Y_c, w, Fh, S_t, a, X_c, S, F_v, F_t, \text{ang}, X_h$ )

$$X_{t1} = X_h + X_c$$

$$Fh1 = Fh + \Delta Fh$$

Subrotina 1 → ( $X_t, Y_c, w, Fh1, S_t, a, X_c, S, F_v, F_t, \text{ang}, X_h$ )

$$X_{t2} = X_h + X_c$$

$$Fh = Fh - (X_{t1} - X_t) / ((X_{t2} - X_{t1}) / \Delta Fh)$$

Fim do Ciclo 1

Fim do programa

Subrotina 1 → Entrada: ( $X_t, Y_c, w, Fh, S_t, a, X_c, S, F_v, F_t, \text{ang}, X_h$ )

Cálculo:  $a = w / Fh$

$X_c$  – equação (10)

S – equação (11)

$F_v$  – equação (8)

$F_t$  – equação (7)

ang – equação (13)

$X_h$  – equação (12)

Fim da Subrotina 1

#### 4.2.2 - Extensível

As propriedades elásticas do material da linha de ancoragem podem causar diferenças significantes nos níveis de tração ao longo do cabo. Por isso, faz-se necessária a consideração da elasticidade do material.

Embora em casos reais as linhas de ancoragem sejam formadas por 3 (três) trechos, com módulos de elasticidade e pesos distintos, neste trabalho considerar-se-á a linha com um único módulo de elasticidade e peso equivalente.

Isso pode ser feito sem que se deturpem demasiadamente os resultados, pois, o trecho intermediário que constitui a maior parte da linha, possui um mesmo módulo de elasticidade e peso.

Segundo o livro *Floating Structures: a guide for design and analysis* [27], o alongamento axial da linha será de:  $ds(1 + \frac{T}{EA})$  logo,

$$dx = ds(1 + \frac{T}{EA}) \times \cos(\theta) \quad (14a)$$

$$dy = ds(1 + \frac{T}{EA}) \times \text{sen}(\theta) \quad (14b)$$

Desenvolvendo pode-se mostrar que:

$$H = EA \sqrt{\left(\frac{T}{EA} + 1\right)^2 - \frac{2 \times w \times Y_C}{EA}} - EA \quad (15)$$

$$V = wS \quad (16)$$

$$X_C = \frac{H}{w} \times \sinh^{-1}\left(\frac{w \times S}{H}\right) + \frac{H \times S}{EA} \quad (17)$$

$$S = \frac{1}{w} \times \sqrt{T^2 - H^2} \quad (18)$$

As equações anteriores são as comumente encontradas na literatura [27] sobre ancoragens, para facilitar a implementação computacional, tais equações serão manipuladas para ficarem similares às do caso inextensível. As equações adiante, da forma como são descritas, foram desenvolvidas para este trabalho não sendo retiradas de nenhuma referência. O primeiro passo é isolar o termo  $Y_c$  na equação 15:

$$\frac{H + EA}{EA} = \sqrt{\left(\frac{T}{EA} + 1\right)^2 - \frac{2 \times w \times Y_c}{EA}}$$

$$\left(\frac{H}{EA} + 1\right)^2 = \left(\frac{T}{EA} + 1\right)^2 - \frac{2 \times w \times Y_c}{EA}$$

$$Y_c = \frac{EA}{2 \times w} \times \left[ \left(\frac{T}{EA} + 1\right)^2 - \left(\frac{H}{EA} + 1\right)^2 \right]$$

$$Y_c = \frac{EA}{2 \times w} \times \left[ \left(\frac{T}{EA}\right)^2 + \frac{2T}{EA} + 1 - \left(\frac{H}{EA}\right)^2 + \frac{2H}{EA} - 1 \right]$$

$$Y_c = \frac{1}{2 \times w} \times \left[ \left(\frac{T^2 - H^2}{EA}\right) + 2 \times (T + H) \right] \quad (19)$$

Substituindo-se a equação 18 na 19 de forma a eliminar-se o termo T, fica-se apenas em função de H, w, EA e L temos que:

$$Y_c = \frac{w \times S^2}{2 \times EA} + \frac{H}{w} \left[ \sqrt{1 + \left(\frac{w \times S}{H}\right)^2} - 1 \right] \quad (20)$$

Analogamente ao caso anterior, também se quer obter  $X_t$  que será a soma de  $X_c$  (projeção do comprimento suspenso) com  $X_h$  (comprimento do cabo no solo).

$$X_h = S_t - S + \frac{H \times (S_t - S)}{EA} \quad (21)$$

$$X_t = \left[ \frac{H}{w} \times \sinh^{-1} \left( \frac{w \times S}{H} \right) + \frac{H \times S}{EA} \right] + \left[ S_t - S + \frac{H \times (S_t - S)}{EA} \right] \quad (22)$$

### Algoritmos Utilizados

O algoritmo utilizado para obtermos a solução do problema está descrito a seguir; ele utiliza como dados de entrada o comprimento do cabo ( $S_t$ ), o comprimento horizontal total ( $X_t$ ) e o comprimento vertical total ( $Y_c$ ), o peso por unidade de comprimento do cabo ( $w$ ), o módulo de elasticidade do cabo ( $E$ ) e a área da seção transversal dele ( $A$ ). Ele calcula a força horizontal ( $F_h$ ), o comprimento suspenso de cabo ( $S$ ) e o apoiado sobre o leito marinho ( $X_h$ ). Assim como no algoritmo utilizado para o caso inextensível, o valor da força horizontal ( $F_h$ ) precisa ser estimado inicialmente.

Dados: Entrada  $\rightarrow X_t, Y_c, w, S_t, E, A$

Saída  $\rightarrow F_h, X_c, X_h$

$EA = E * A$

$F_h = w * \sqrt{X_t^2 + Y_c^2} * X_t^3 / S_t^3$

$\Delta F_h = F_h * 10^{-5}$

Ciclo 1: Enquanto  $|X_{t1} - X_t| > \epsilon$  faça:

Subrotina 1  $\rightarrow (Y_c, w, F_h, S_t, a, X_c, S, EA, \Delta F_h)$

$X_{c2} = X_c$

$F_{h1} = F_h + \Delta F_h$

Subrotina 1  $\rightarrow (Y_c, w, F_{h1}, S_t, a, X_c, S, EA, \Delta F_h)$

$X_{c1} = X_c$

$X_{t1} = S_t - S + X_c + (S_t - S) \times F_h / EA$

$F_h = F_h - (X_{t1} - X_t) / ((X_{c2} - X_{c1}) / \Delta F_h)$

Fim do Ciclo 1

Fim do programa

Subrotina 1 → Entrada: ( $Y_c$ ,  $w$ ,  $F_h$ ,  $St$ ,  $a$ ,  $X_c$ ,  $S$ ,  $EA$ ,  $\Delta F_h$ )

Cálculo:  $a = w / F_h$

$\Delta = \Delta F_h * 10^{-4}$

Ciclo 1 Enquanto  $|Y_1 - Y_c| > \epsilon$  faça:

$Y_1(S)$  - equação (20)

$Y_2(S+\Delta)$  - equação (20)

$X_c$  - equação (17)

$S = S - (Y_1 - Y_c) / ((Y_2 - Y_1) / \Delta)$

Fim do ciclo 1

Fim da Subrotina 1

### 4.3 - Catenária Incompleta

A catenária incompleta como foi chamada neste trabalho, consiste em um trecho da curva completa da catenária. A implementação computacional foi feita segundo a lógica de buscar-se na equação da catenária um trecho que atendesse as condições de contorno do problema ( $X_t$ ,  $Y_c$ ,  $St$ ). As figuras 4.5 e 4.6 ilustram os principais parâmetros utilizados para os casos inextensível e extensível, respectivamente.

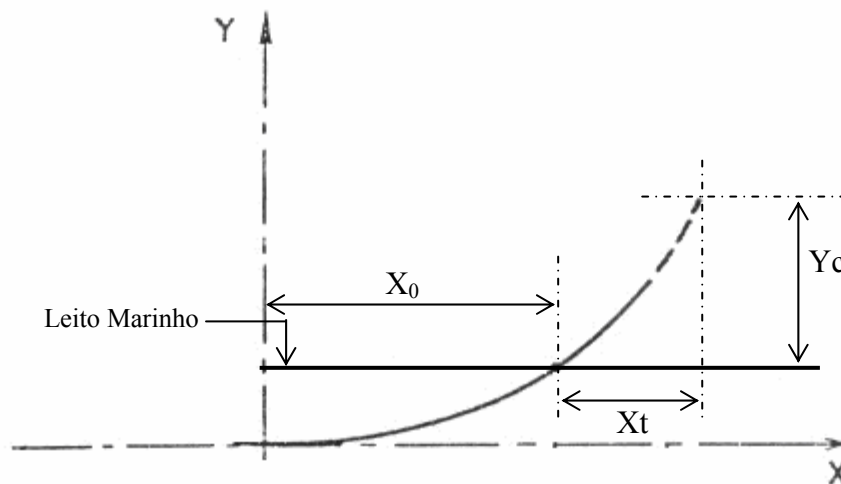


Figura 4.5 - Caso sem extensibilidade



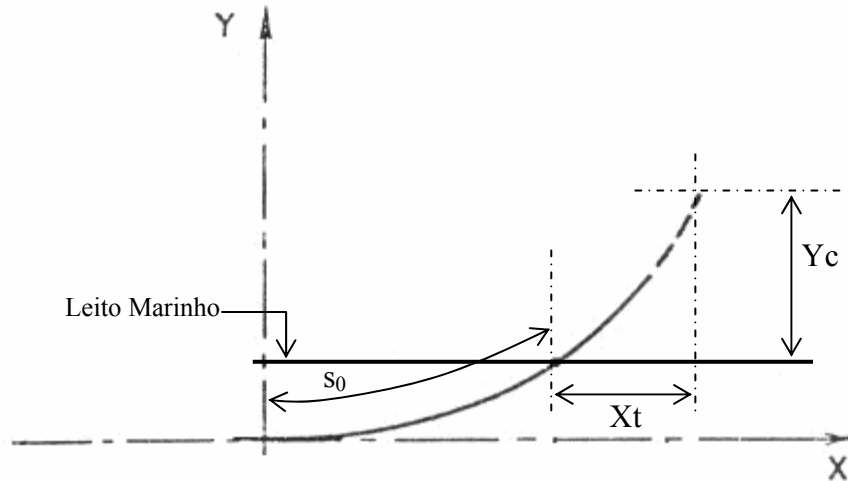


Figura 4.6 - Caso com extensibilidade

Para isso foi necessário introduzir outra incógnita no problema, chamada de  $X_0$  no caso inextensível (vide Figura 4.5) e  $S_0$  no caso extensível (vide Figura 4.6). Essas grandezas representam respectivamente a distância horizontal e o comprimento de cabo existente entre o ponto de fixação da ancoragem e o ponto da catenária onde a tangente é nula.

Dessa forma, não foi necessário utilizar novas equações, trabalhou-se com as equações existentes sendo que  $Y_c$  (lâmina d'água) passou a ser obtido através da diferença da distância vertical entre o ponto de derivada nula até o corpo flutuante e a distância vertical entre ponto de derivada nula e o ponto de fixação da ancoragem (figura 4.6).

Para se obter o valor tanto de  $X_0$  quanto de  $S_0$  é preciso atribuir-lhes um valor inicial para que se iniciem as iterações em busca da solução.

#### 4.3.1 - Algoritmos Utilizados

##### a) Inextensível

Dados: Entrada  $\rightarrow X_t, Y_c, w, S_t$

Saída  $\rightarrow F_h, X_c$

$$F_h = w * \sqrt{X_t^2 + Y_c^2} * X_t^3 / S_t^3$$

$$\Delta F_h = F_h * 10^{-5}$$

Ciclo 1: Enquanto  $|L1 - S_t| < \epsilon$  faça:

Subrotina 1 → (w, Fh, Yc, Xt, L, X0, ΔFh)

L1 = L

Fh1 = Fh + ΔFh

Subrotina 1 → (w, Fh1, Yc, Xt, L, X0, ΔFh)

L2 = L

Fh = Fh - (L1 - St) / ((L2 - L1) / ΔFh)

Fim do Ciclo 1

Fim do programa

Subrotina 1 → Entrada: (w, Fh, Yc, Xt, L, X0, ΔFh)

Cálculo: a = w / Fh

$\Delta = \Delta Fh * 10^{-6}$

Ciclo 1 Enquanto | Y1-Yc | > ε faça:

Subrotina 2 (a, Xt, X0, Y)

Y1= Y

Subrotina 2 (a, Xt, X0 + Δ, Y)

Y2= Y

L= S(Xt+X0)-S(X0) → S(x) equação (6)

X0 = X0 - (Y1 - Yc) / ((Y2 - Y1) / Δ)

Fim do ciclo 1

Fim da Subrotina 1

Subrotina 2 → Entrada: (a, Xt, X0, Y)

y1 = Yc(X0) → Y(x) equação (4)

y2 = Yc (Xt + X0) → Y(x) equação (4)

Y = y2 - y1

Fim da Subrotina 2

*b) Extensível*

Dados: Entrada → Xt, Yc, w, St, E, A

Saída → Fh, Xc

$Fh = w * \sqrt{Xt^2 + Yc^2} * Xt^3 / St^3$

$\Delta Fh = Fh * 10^{-5}$

Ciclo 1: Enquanto | X1 - Xt | < ε faça:

Subrotina 1 → (w, Fh, Yc, St, EA, X, s0, ΔFh)

$$X1 = X$$

$$Fh1 = Fh + \Delta Fh$$

Subrotina 1  $\rightarrow$  (w, **Fh1**, Yc, St, EA, X, s0,  $\Delta Fh$ )

$$X2 = X$$

$$Fh = Fh - (X1 - Xt) / ((X2 - X1) / \Delta Fh)$$

Fim do Ciclo 1

Fim do programa

Subrotina 1  $\rightarrow$  Entrada: (w, **Fh**, Yc, St, EA, X, s0,  $\Delta Fh$ )

$$\text{Cálculo: } a = w / Fh$$

$$\Delta = 5 * \Delta Fh * 10^{-8}$$

Ciclo 1 Enquanto  $|Y1 - Yc| > \epsilon$  faça:

    Subrotina 2 (a, St, **s0**, Y, EA, w)

$$Y1 = Y$$

    Subrotina 2 (a, St, **s0 +  $\Delta$** , Y, EA, w)

$$Y2 = Y$$

$$x2 = x(St + s0) \rightarrow x(L) \text{ equação (17)}$$

$$x1 = x(s0) \rightarrow x(L) \text{ equação (17)}$$

$$X = x2 - x1$$

$$s0 = s0 - (Y1 - Yc) / ((Y2 - Y1) / \Delta)$$

Fim do ciclo 1

Fim da Subrotina 1

Subrotina 2  $\rightarrow$  Entrada: (a, St, **s0**, Y, EA, w))

$$y1 = Yc(s0) \rightarrow \text{equação (19)}$$

$$y2 = Yc(St + s0) \rightarrow \text{equação (19)}$$

$$Y = y2 - y1$$

Fim da Subrotina 2

#### 4.4 - Programa Final

O programa em FORTRAN 90 [14] utilizado para as análises, resolve os 4 (quatro) casos anteriormente descritos, dependendo apenas dos dados de entrada. O problema é resolvido primeiro para o caso incompleto, encontrando-se uma solução onde o ponto de tangente nula encontra-se abaixo do ponto de fixação do mesmo, passa-se a resolução do tipo completa, caso contrário o primeiro será o resultado final.

Os dados de entrada são: a projeção horizontal total ( $X_t$ ); a projeção vertical total ( $Y_c$ ); o peso por metro de cabo ( $w$ ); o comprimento total de cabo ( $S_t$ ); o modelo de elasticidade do cabo ( $E$ ); a área da seção transversal do cabo ( $A$ ) e o deslocamento do cabo ( $dx$ ) em relação à posição inicial dada por  $X_t$  e  $Y_c$ . Se o produto “EA” for igual a 0 (zero), o programa calcula a linha como inextensível.

#### 4.5 - Sistema Mathcad

No sistema Mathcad [15], a montagem do problema e a obtenção da solução é mais simples do que no sistema Fortran 90. Consiste em montar-se as relações entre as grandezas envolvidas, declarar os valores prescritos (condições de contorno como, comprimento do cabo, lâmina d’água, projeção horizontal do cabo, e as propriedades físicas do mesmo) e indicar quais são as variáveis que se deseja obter o valor.

Isso é feito utilizando os comandos “*given*” e “*find(a,b,...)*”, que utilizam o método *Levenberg-Marquardt* para a solução de problemas iterativos. Esse algoritmo foi desenvolvido e publicado por *Argonne National Laboratory* localizado em *Argonne, Illinois*. No item 4.5.1 segue a descrição de como foi feito para cada um dos 4 casos enfocados neste trabalho.

##### 4.5.1 - Catenária Completa

###### *a) Inextensível*

A solução é obtida encontrando-se a força horizontal ( $F_h$ ); para tal foi necessário montar a seguinte equação:

$$\frac{\operatorname{acosh}\left(Y_c \frac{w}{F_h} + 1\right)}{\frac{w}{F_h}} + \left( S_t - \frac{\sinh\left(\frac{\operatorname{acosh}\left(Y_c \frac{w}{F_h} + 1\right)}{\frac{w}{F_h}} \cdot \frac{w}{F_h}\right)}{\frac{w}{F_h}} \right) = X_t$$

*b) Extensível*

A solução é obtida encontrando-se os valores da força horizontal (Fh) e o comprimento de cabo suspenso (S); assim, foi necessário resolver o seguinte sistema de equações:

$$\frac{w \cdot S^2}{2 \cdot EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{w \cdot S}{Fh} \right)^2} - 1 \right] = Yc$$

$$\left( \frac{Fh \cdot S}{EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \operatorname{asinh} \left( \frac{w \cdot S}{Fh} \right) \right) + (St - S) \cdot \left( 1 + \frac{Fh}{EA} \right) = Xt$$

#### 4.5.2 - Catenária Incompleta

*a) Inextensível*

A solução é obtida encontrando-se os valores da força horizontal (Fh) e a distância horizontal entre o ponto de fixação da ancoragem e o ponto de tangente nula da equação do cabo (x<sub>0</sub>):

$$Yc = \frac{\cosh \left[ \left( Xt + x_0 \right) \cdot \frac{w}{Fh} \right] - 1}{\frac{w}{Fh}} - \frac{\cosh \left( x_0 \cdot \frac{w}{Fh} \right) - 1}{\frac{w}{Fh}}$$

$$St = \frac{\sinh \left[ \left( Xt + x_0 \right) \cdot \frac{w}{Fh} \right]}{\frac{w}{Fh}} - \frac{\sinh \left( x_0 \cdot \frac{w}{Fh} \right)}{\frac{w}{Fh}}$$

*b) Extensível*

A solução é obtida encontrando-se os valores da força horizontal (Fh) e o comprimento de cabo entre o ponto de fixação da ancoragem e o ponto de tangente nula da equação do cabo (s<sub>0</sub>):

$$\left[ \frac{w \cdot (St + s_0)^2}{2 \cdot EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \left[ \sqrt{1 + \left[ \frac{w \cdot (St + s_0)}{Fh} \right]^2} - 1 \right] \right] - \left[ \frac{w \cdot (s_0)^2}{2 \cdot EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{w \cdot s_0}{Fh} \right)^2} - 1 \right] \right] = Yc$$

$$\left[ \frac{Fh \cdot (St + s_0)}{EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \operatorname{asinh} \left[ \frac{w \cdot (St + s_0)}{Fh} \right] \right] - \left[ \frac{Fh \cdot (s_0)}{EA} + \frac{Fh}{w} \cdot \operatorname{asinh} \left[ \frac{w \cdot (s_0)}{Fh} \right] \right] = Xt$$

## 5 - Caso a ser estudado

Para verificar os resultados do programa, foi elaborado um exemplo o qual foi analisado utilizando o sistema Mathcad, o próprio programa em Fortran e o sistema Anflex [22] utilizado pela Petrobrás para análise dos esforços nesse tipo de linha. Após esta comparação serão feitas as análises de dois casos reais: o primeiro com ancoragem do tipo convencional em amarra, o segundo com ancoragem do tipo *Taut-Leg* com um trecho inicial em amarra, um trecho intermediário em poliéster e com trecho final em amarra novamente.

Nesses exemplos pretende-se observar a influência da consideração da extensibilidade na análise de cabos e seu comportamento em diversas configurações. Espera-se que no modelo que despreza a extensibilidade as forças encontradas sejam maiores, já que este constitui um sistema mais rígido.

### 5.1 - Exemplo de Verificação

Para verificar a qualidade dos resultados obtidos nos programas desenvolvidos no sistema FORTRAN [4] e Mathcad [5], elaborou-se um exemplo, e comparou-se os resultados obtidos com os do Anflex [15]. Serão apresentados quatro exemplos avaliando os resultados com e sem extensibilidade e para configuração completa e incompleta.

O exemplo escolhido para a configuração completa possui uma lamina d'água de 300 metros e a plataforma encontra-se a 300 metros de distância da âncora. O comprimento total do cabo é de 450 metros e suas propriedades físicas encontram-se na Tabela 5.1. O exemplo de configuração incompleta terá os mesmos dados do anterior, só que estará a 320 metros de distância da âncora. As Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam os resultados obtidos por cada um dos sistemas

Tabela 5.1 - Propriedade do cabo analisado	
EA* (kN)	W (kN/m)
163.200	410

Tabela 5.2 – Forças horizontais encontradas pelos três programas de análise Catenária Completa		
	Sem Extensibilidade	Com Extensibilidade
Programa	Fh (kN)	Fh (kN)
FORTTRAN	74,29	73,66
Mathcad	74,29	73,76
Anflex	74,34	73,80

Tabela 5.3 – Forças horizontais encontradas pelos três programas de análise Catenária Incompleta		
	Sem Extensibilidade	Com Extensibilidade
Programa	Fh (kN)	Fh (kN)
FORTTRAN	123,13	119,94
Mathcad	122,91	120,30
Anflex	122,9	125,2

Como pode ser visto na Tabelas 5.2 e 5.3, os resultados encontrados estão muito próximos dos encontrados pelo Anflex[15], mostrando a eficácia e precisão dos programas desenvolvidos.

## 5.2 - Ancoragem Tipo Convencional em Amarra

Neste exemplo foi analisado o comportamento de uma linha de ancoragem do tipo convencional típica (Figura 5.1) quando submetida a um *offset* de 10% da lâmina d'água. Isso foi feito para uma linha e para um sistema de ancoragem simples composto por duas linhas.

Este exemplo apresenta 200 metros de lâmina d'água e o sistema flutuante encontra-se em equilíbrio a 960 metros de distância da âncora. O cabo possui 1000 metros de comprimento com dois trechos de amarras diferentes, sendo um trecho de 650 metros com diâmetro de 0,095 m e um o outro de 350 metros com diâmetro de 0,132 m e suas propriedades encontram-se na tabela 2.1 as propriedades da linha equivalente encontram-se na tabela 5.4. Exemplo retirado da tese de doutorado de Alberto Omar Vázquez Hernandez [17].

Tabela 5.4 - Propriedade do cabo equivalente analisado	
EA* (kN)	W (kN/m)
equivalente	Equivalente
860.900	2,271

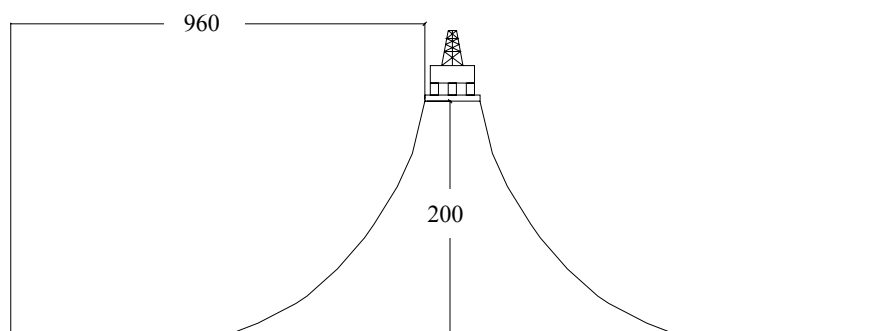


Figura 5.1 - Arranjo do exemplo

Na Figura 5.2 será mostrada a geometria da catenária considerando ou não a sua extensibilidade, para a situação de equilíbrio descrita e apresentada na figura 5.1.

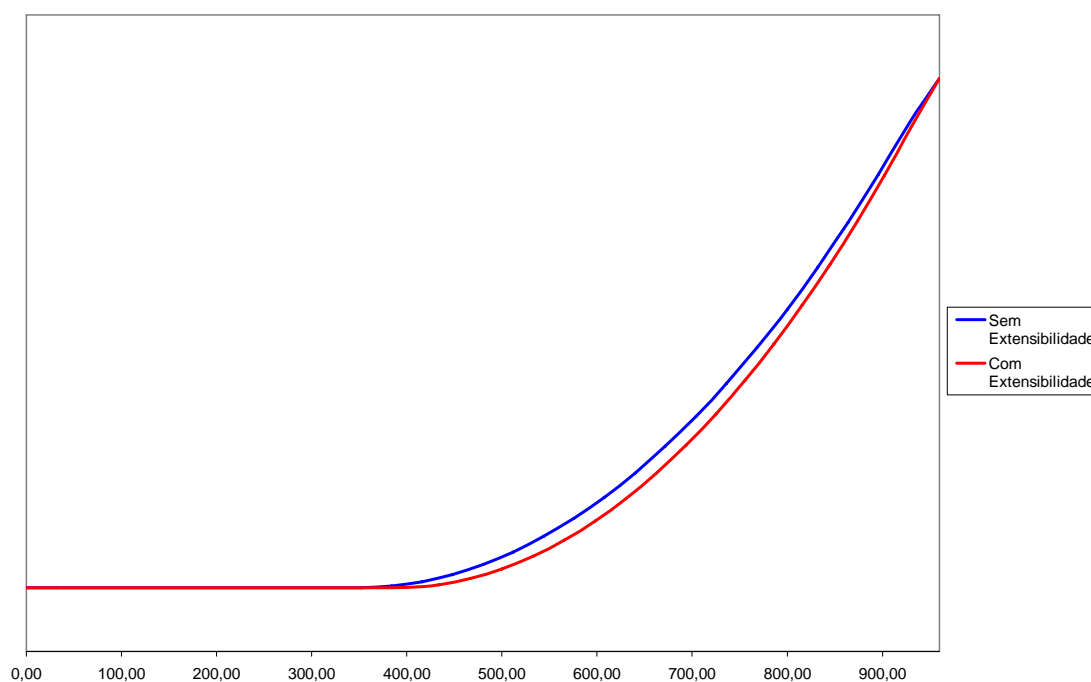


Figura 5.2 – Geometria do cabo de amarra com 200 metros

Pode-se observar nesta figura a influência da consideração da extensibilidade da linha. Na situação com extensibilidade o cabo apresenta um trecho maior apoiado sobre o leito marinho, o que resulta em uma tração de topo menor. Observa-se que o



modelo inextensível para esta geometria levou a uma catenária próxima da do modelo com extensibilidade.

Para avaliar como a tração de topo varia de acordo com a configuração da catenária, aplicou-se para uma linha um *offset* em seu topo de 10% da lâmina d'água, isto é, 20 metros em relação a posição de equilíbrio do sistema. Os resultados desta análise encontram-se na Figura 5.3, que apresenta a força de tração normalizada em relação ao MBL (*Minimum Break Load*) versus a distância no ponto de equilíbrio. Desta forma, quando o valor da razão (tração/MBL) encontrada ultrapassar a “1” isto implica que a linha apresenta um rompimento.

Primeiramente pode-se observar que devido a falta de flexibilidade do cabo inextensível este muda da configuração completa para a incompleta antes do outro cabo. Isto se deve ao fato do cabo inextensível apresentar forças de tração muito maiores do que o extensível com o aumento do *offset*. Por outro lado observa-se que para a região próxima ao ponto de equilíbrio (distância zero), os resultados encontrados para a catenária inextensível estão próximos da extensível, mostrando que em forças menores a influência da extensibilidade diminui e que esse tipo de modelagem pode ser usado em um pré-dimensionamento da linha.

Outro fato importante que deve ser observado nesta figura é que a situação inextensível apresenta uma maior não linearidade, o que explica o aumento rápido da tração.

Deve-se observar que os resultados do caso inextensível indicaram um rompimento da linha, enquanto os do caso extensível só atingiram a aproximadamente 60% do valor admissível. Desta forma a análise com o modelo inextensível se mostrou mais conservadora.

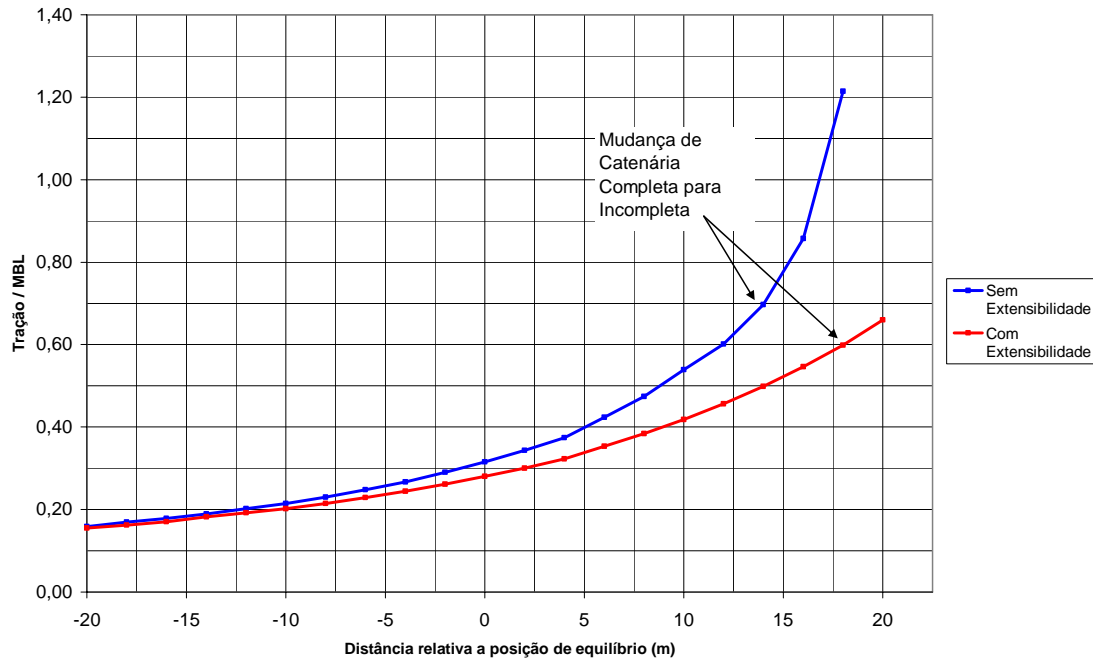


Figura 5.3 – Razão entre a tração no cabo e sua carga de ruptura para um *offset* de 10% da lâmina d'água.

Para entender-se melhor a influência da extensibilidade em um sistema de ancoragem, foi analisado um sistema simples com duas linhas e avaliada a força horizontal necessária para deslocá-lo. A figura 5.4 apresenta força imposta ao flutuante versus a distância horizontal deste em relação ao ponto de equilíbrio.

Como pode ser visto na figura 5.4, o sistema inextensível, mais rígido que o outro, necessita de forças maiores para um mesmo deslocamento, apresentando um aumento da força quase como uma exponencial, enquanto o modelo extensível apresenta um crescimento praticamente linear. Isso demonstra a total inadequação desse tipo de modelo para a análise de sistemas de ancoragem, já que este conduz a níveis menores de *offset* do que os reais. Desta forma, este modelo conduz o dimensionamento da linha a uma situação contra a segurança, uma vez que uma das prescrições de projeto é o máximo *offset* da embarcação para um dado conjunto de forças ambientais. Este resultado reforça o fato que este modelo inextensível só pode ser utilizado em uma etapa de pré-dimensionamento.

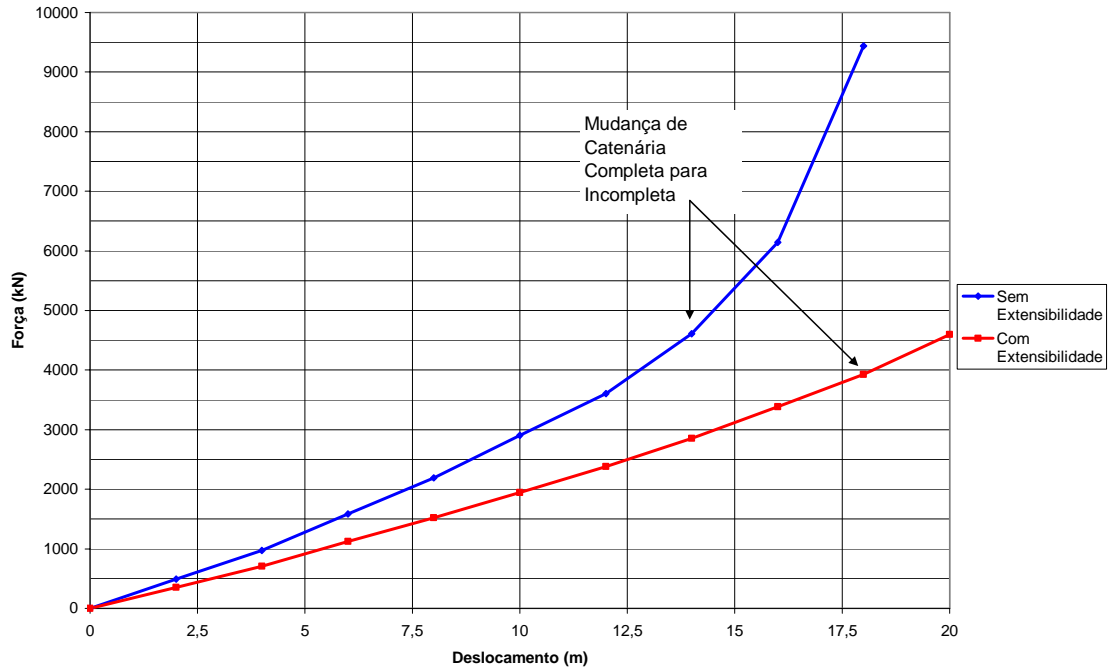


Figura 5.4 – Força necessária para impor um deslocamento para um sistema com duas linhas de ancoragem

A fim de comprovar a precisão dos sistemas desenvolvidos são mostradas nas Tabelas 5.5 e 5.6 as diferenças percentuais dos resultados encontrados entre os sistemas FORTRAN, Mathcad e o sistema Anflex. Conforme pode ser visto nas tabelas os três sistemas convergiram para o mesmo resultado, mostrando que os sistemas FORTRAN[4] e Mathcad[5] elaborados para este trabalho estão apresentando bons resultados.

Tabela 5.5 - Amarra sem extensibilidade	
<b>FORTRAN</b>	0,01%
<b>Mathcad</b>	0,00%

Tabela 5.6 - Amarra com extensibilidade	
<b>FORTRAN</b>	1,02%
<b>Mathcad</b>	0,06%

### 5.3 - Ancoragem do tipo *Taut-Leg* com cabo de poliéster

Neste exemplo, pode-se observar com maior clareza a importância da consideração da extensibilidade em sistemas de ancoragem. No sistema tipo *Taut-Leg*, o cabo está totalmente suspenso, submetido a grandes forças e sua deformabilidade é importante para determinar-se a pré-tração do mesmo e a posição que o sistema flutuante estará ocupando.

Este exemplo possui 3000 metros de lâmina d'água e o sistema flutuante encontra-se em equilíbrio a 2520 metros de distância da âncora. Como no exemplo anterior, aqui também será aplicado um *offset* de 10% da lâmina d'água na plataforma com o intuito de estudar a variação da força de restauração para um linha e o comportamento de um sistema simples com duas linhas quando submetido a este mesmo *offset*.

O cabo possui 3840 metros de comprimento. Na realidade este cabo não é constituído de um único material, mas sim de dois; possuindo um trecho inicial e um final de 170 metros em amarras e 3500 metros de poliéster. Na análise ele será simulado com um único trecho, sendo a sua rigidez axial e o peso, os valores equivalentes aos do cabo real. As propriedades da amarra e do poliéster encontram-se respectivamente na Tabela 5.7. Os valores equivalentes calculados encontram-se na tabela 5.8.

Material	Diâmetro (m)	MBL (kN)	EA* (kN) Quase-est	W (kN/m)	
				seco	molhado
Amarra	0,10	9.864	766.000	2,0413	1,7759
Poliéster	0,191	9810	151.574	0,2364	0,0622

EA* (kN) equivalente	W (kN/m) Equivalente
163.200	0,214

A Figura 5.5 apresenta a geometria da catenária no sistema com extensibilidade para a posição de equilíbrio. O sistema inextensível não está representado, já que a

distância entre a âncora e o corpo flutuante é maior que o comprimento do cabo., sendo necessário portanto que o cabo se deformasse.

Aqui fica demonstrada a primeira diferença entre as duas formas de cálculo, uma vez que para sistemas *Taut-Leg* não considerar a extensibilidade inviabiliza a própria concepção do sistema de ancoragem; isto se deve ao fato que este tipo de sistema tira partido da deformabilidade das linhas.

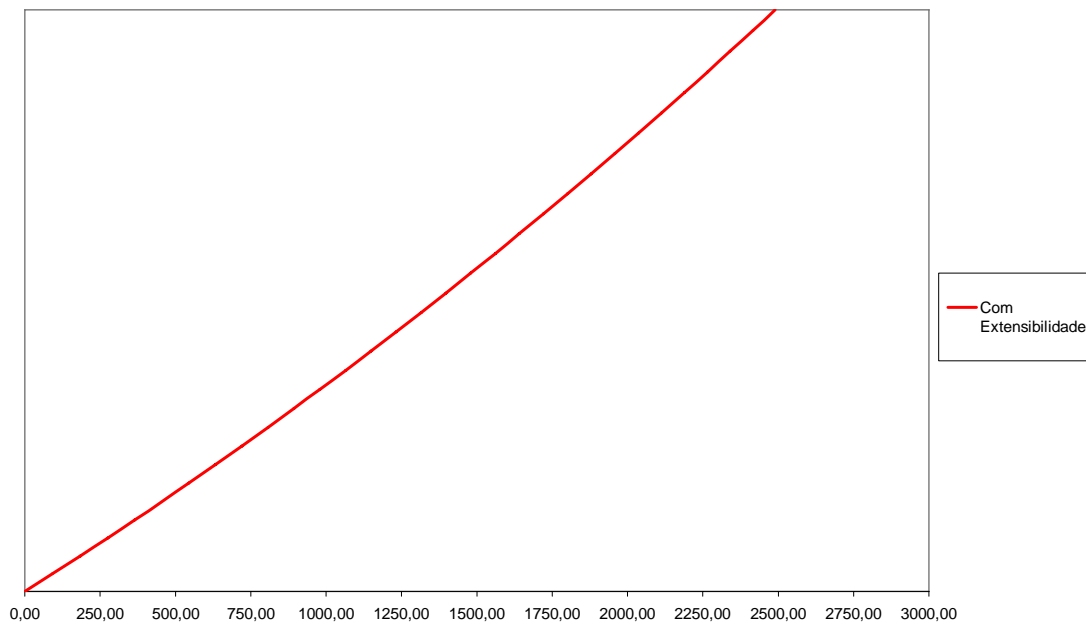


Figura 5.5 – Geometria da catenária no sistema *Taut-Leg*

Assim como no exemplo da amarra, avaliou-se a variação da tração de topo de uma linha aplicando-se um *offset* de 10% da lâmina d'água em relação a posição de equilíbrio do sistema. Os resultados encontram-se na Figura 5.6.

Pode-se observar que a catenária sem extensibilidade existe apenas para configurações com distâncias negativas, onde a distância entre o flutuante e a âncora é inferior ao comprimento do cabo. Como esperado, à medida que se aumenta o *offset* os resultados obtidos (inextensível) divergem muito rapidamente dos do modelo extensível.

Observa-se ainda nesta figura que a resposta do sistema apresenta um trecho não linear (-200 metros a -50 metros) tornando-se a partir deste ponto praticamente

linear. Isto se deve ao fato de que a partir deste *offset* a resposta da linha é predominantemente influenciada pela sua capacidade de deformação, não apresentando situações de catenária completa.

Deve-se destacar que além de 240 metros de *offset*, os resultados só possuem significado acadêmico para o estudo de como a tração aumenta com o deslocamento, já que a linha superou sua tração resistente a partir deste ponto.

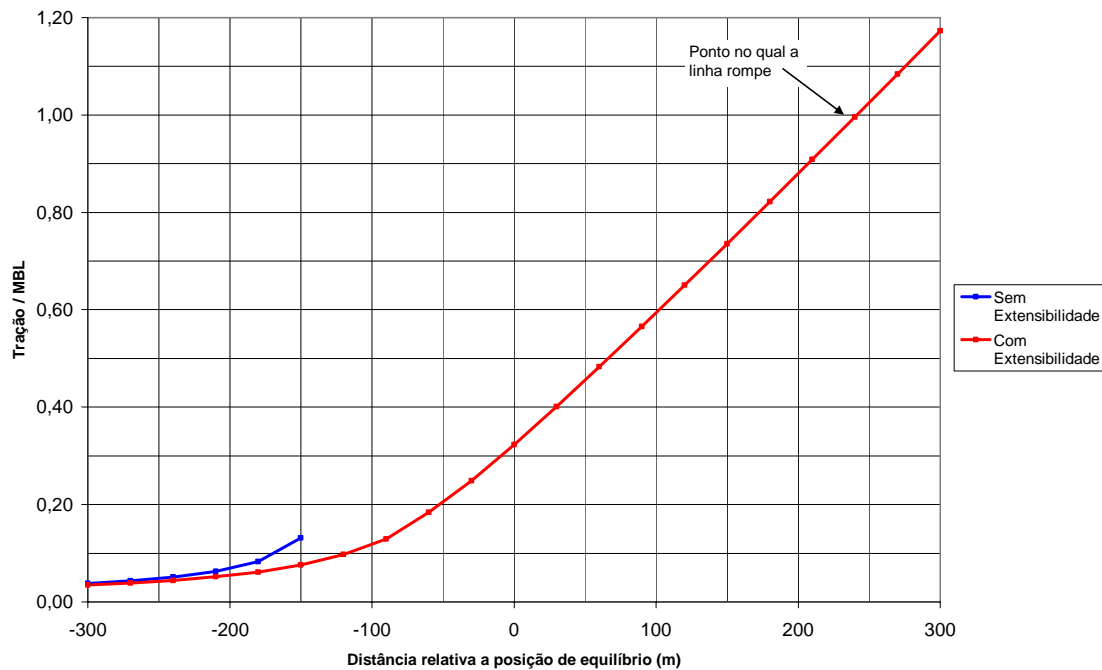


Figura 5.6 – Razão entre a tração e o MBL em relação ao *offset* aplicado

Assim como no exemplo anterior, foi analisado o comportamento do sistema de ancoragem composto por duas linhas; sobre este sistema aplicou-se o mesmo *offset* do item anterior para analisar as forças horizontais necessárias para tal deslocamento. Estes resultados são apresentados na figura 5.7.

A Figura 5.7 mostra uma grande linearidade entre a força horizontal e o deslocamento além de evidenciar novamente a importância da extensibilidade, já que o modelo inextensível não tem resultados para serem apresentados.

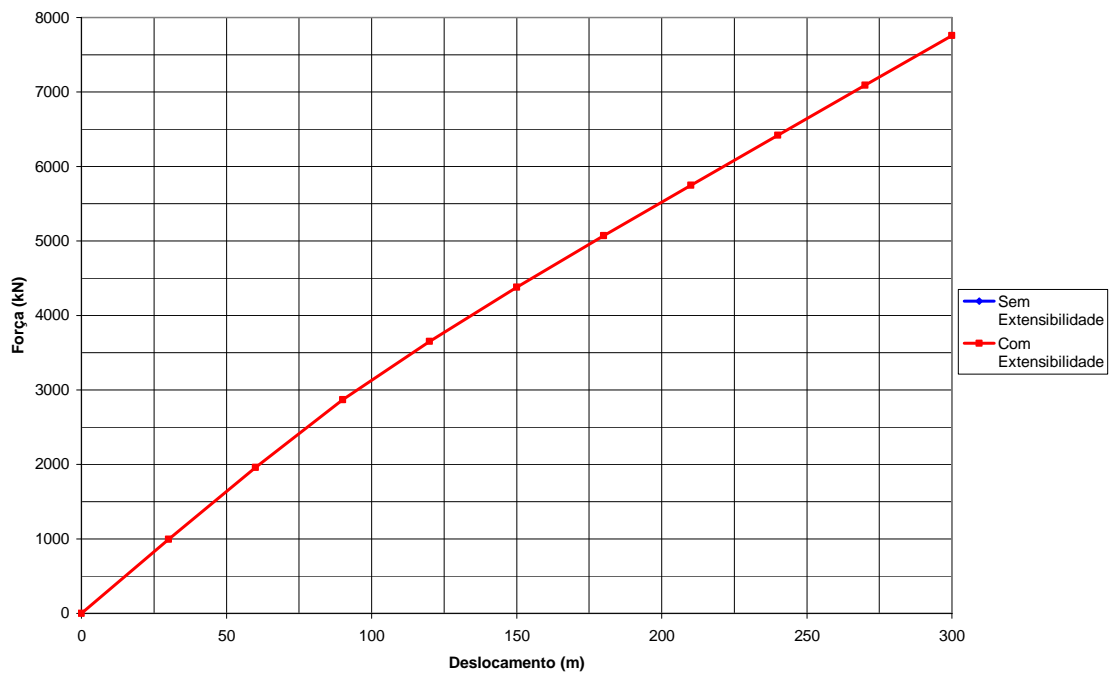


Figura 5.7 - Força necessária para impor um deslocamento para um sistema com duas linhas de ancoragem

Os resultados obtidos foram correlacionados ao do Anflex[15], sendo as diferenças obtidas apresentadas nas Tabelas 5.9 e 5.10. Pode-se observar nestas tabelas que as diferenças são inferiores a 1%, demonstrando assim a eficiência dos sistemas desenvolvidos.

Tabela 5.9 - Poliéster sem extensibilidade	
<b>FORTTRAN</b>	0,02%
<b>Mathcad</b>	0,00%

Tabela 5.10 - Poliéster com extensibilidade	
<b>FORTTRAN</b>	0,73%
<b>Mathcad</b>	0,05%

## **6 - Análise de Resultados**

Analisando os resultados obtidos das duas análises, observa-se a importância da consideração da extensibilidade, conforme aumenta o nível de força sobre o cabo. As deformações sofridas por ele não podem ser mais desprezadas, tornando-se fundamentais para a determinação correta das forças internas do sistema. Mesmo para situações onde a linha está apoiada, a análise sem extensibilidade não apresentou resultados compatíveis com os da análise que considerou extensibilidade, divergindo rapidamente conforme aumenta a força no cabo.

Observou-se que para um sistema simples de ancoragem composto por duas linhas extensíveis, a força estática que se deve aplicar para obter-se um deslocamento no corpo flutuante cresce aproximadamente de forma linear com o deslocamento, resultado que diverge do encontrado no modelo inextensível.

Torna-se evidente que a não consideração da extensibilidade leva a erros grosseiros que inviabilizam a análise estrutural do sistema de ancoragem, mas que este pode ser usado no caso de ancoragem do tipo convencional numa etapa de pré-dimensionamento, apenas para estimar a geometria e parte das forças atuantes na estrutura.

## **7 - Conclusão e Sugestões para trabalhos futuros**

Conclui-se que um método de análise que desconsidere a extensibilidade do cabo, apresenta resultados pouco confiáveis e contra a segurança, mas podem ser usados numa etapa de pré-dimensionamento da linha em um sistema de ancoragem convencional, obtendo-se assim, uma boa estimativa da força no cabo.

Já em ancoragens tipo *Taut-leg* a análise que não leva em consideração a rigidez axial do cabo é completamente inapropriada e desaconselha-se o seu uso. Isso ocorre por que na ancoragem tipo *Taut-leg* o sistema trabalha com grandes deformações da linha, que são fundamentais para a determinação da posição do sistema flutuante, assim como da própria força do sistema.



Sugere-se como continuidade deste trabalho a implementação de um sistema que permitisse a análise das linhas de ancoragens com vários trechos distintos. Isto permitiria um análise mais próxima do comportamento real. Para tanto, seria necessário incluir mais um ciclo de ajuste no sistema no qual todos os trechos seriam compatibilizados, sendo cada um dos trechos calculados pelas rotinas aqui apresentadas. Para acelerar sua convergência, poderia ser utilizado o programa apresentado neste trabalho como um pré-processador, encontrando a solução para um sistema equivalente e partindo dela para encontrar a solução do sistema real.

Trabalhos posteriores poderiam estudar o efeito de cargas dinâmicas sobre as linhas partindo do programa sugerido anteriormente, além de implementar as equações que regem o fenômeno dinâmico.

O conhecimento do comportamento dinâmico é necessário para o estudo do fenômeno da fadiga, que é imprescindível no dimensionamento de sistemas de ancoragem. Os próximos trabalhos deveriam analisar o sistema de ancoragem como ele se apresenta na realidade, não apenas com uma ou duas linhas, mas com várias e em direções diferentes. Isto implica em extrapolar o sistema atual para três dimensões.

## 8 - Bibliografia

- 1 – **Petróleo**, *Scientific American Brasil – Edição Especial Nº 3*, 2004.
- 2 – Ellwanger, Gilberto Bruno, **Apostila do Curso de Offshore Mestrado, MBP, MSO**, 2004.
- 3 – **API, API RP 2S k**, 1997, *Recommended Practice for Planning, Designing and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*.
- 4 – **FORTRAN 90** – Compaq Visual Fortran6, Compaq Computer Corporation, 2000.
- 5 – **Mathcad – versão 11**- Mathsoft Engineering & Education, Inc., 2002.
- 6 – Berteaux, H. O., **Buoy Engineering**, New York – London – Sydney – Toronto: John Wiley & Sons, 1976.
- 7 – Sanches, L.C.C., 1996, **A Utilização de Navios na Produção de Petróleo-FPSO's**. Em: *Engenharia em Revista*, pp. 24-26, Ano 109, Maio, No. 10, Clube de Engenharia, R.J. Brasil.
- 8 – Det Norske Veritas, 1989, **Rules for Classification of Mobile Offshore unit, Part 6 - Chapter 2**.
- 9 – Bureau Veritas - **Certification of Synthentic Fiber Ropes for Mooring Systems**, Guidance Note, NI 432 DTO E 1997.
- 10 – Süssekind, José Carlos, **Curso de Análise Estrutural**, Editora Globo, vol. 3, 1978.
- 11 – Masetti, Isaias Quaresma, **Análise dinâmica de navios ancorados com complacência diferenciada**, tese de doutorado (COPPE/UFRJ), 1997.
- 12 – Medeiros Júnior, Cipriano J., **Low Cost Anchor System for Flexible Risers in Deep Waters**, OTC014151, 2002.
- 13 – Ellwanger, Gilberto B.; Medeiros Jr., Cipriano J. de; Ebecken, Nelson F.; Jacob, Breno P., **Consideração do efeito de grupo de estacas de plataformas fixas de aço em águas profundas** - 5º Congresso Latino Americano de Métodos Computacionais para Engenharia - Salvador - Ba - 1984.
- 14 – **API-RP-2T, - Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Tension Leg Platforms** - U.S.A, 1987.
- 15 – ANFLEX, 1995, **Análise Não-Linear de Risers e Linhas de Ancoragem - Manual do Usuário, Versão 2.0, Rev.3**, PETROBRAS/CENPES.
- 16 – **Catálogo de Cabos de Aço**, CIMAF Cabos S.A., 2002.

17 – Hernandez, Omar Vazquez, *Fatores parciais de segurança de linhas de ancoragem de estruturas flutuantes*, tese de doutorado (COPPE/UFRJ), 2002.

18 – Kwan, C. T. and Bruen, F.J., *Mooring line dynamics: comparison of time domain and quasi-static analyses*, Houston: OTC 6657, 1991. pp 95-108

19 – Wilhelmy, V., Fjeld, S. and Schneider, S., *Non-linear response analysis of anchorage systems for compliant deep water platforms*, Houston: OTC 4051, 1981. pp 397-406

20 – *O desafio das água ultraprofundas*, Revista Petrobrás – Nº 80 –2002.

21 – Skop, R.A., *State of the art review of mooring systems*, *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. Vol. 110, 1998. pp 365-372

22 – Winkler, M.M. and McKenna, H.A., *The polyester rope taut leg mooring concept: a feasible means of reducing deep water mooring cost and improving stationkeeping performance*, Houston: OTC 7708, 1995. pp 141-151

23 – Del Vecchio, C.J.M., Piazza, M.R., Komura, T., Ferreira, C.G. and Palazzo, F.G., 1995, *Taut Leg Mooring Systems for Deep Water*, *International Offshore Engineering*, pp 433-440, Rio de Janeiro, Brasil.

24 – Faltinsen, O.M., 1993, *Sea Loads on Ships and Offshore Structures- Ocean Technology*, Cambridge University Press.

25 – IBP 23998 - *Recent Innovations in Design of Mooring Systems for Floating Production and Drilling Units*, Gustavo A. V. de Castro e Carlos Henriques – PETROBRAS.

26 – Det Norske Veritas, *Offshore Standard DNV-OS-E301 – Position Mooring*.

27 – *Floating Structures: a guide for design and analysis*, volumes 1 e 2, OPL, 1998.