

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por José Alfredo
Ferrari Jr. e aprovada
pela comissão julgadora em 10/12/1993

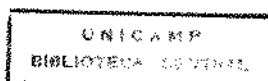
J. K. M.
ORIENTADOR

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

**OTIMIZAÇÃO E AUTOMATIZAÇÃO DO PROJETO
DE SISTEMAS DE ÂNCORAGEM DE
PLATAFORMAS SEMI-
SUBMERSÍVEIS**

63/93
Autor : José Alfredo Ferrari Júnior
Orientador : Prof. Dr. Celso K. Morooka

Dezembro de 1993

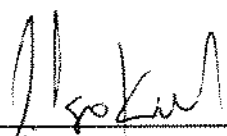


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

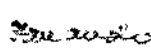
A dissertação "Otimização e Automatização do Projeto de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Semi-Submersíveis", elaborado por José Alfredo Ferrari Júnior, foi aceita pela Subcomissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 10 de dezembro de 1993.

Banca Examinadora :



Celso Kazuyuki Morooka, Ph. D.

Kazuo Nishimoto, Ph. D.

Fernando Iguti, Ph. D.

Para meus pais, José Alfredo e Anna Maria,
minha esposa Jeane,
e minha filha Daniella

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Petrobrás, e em especial ao Eng^o Edwal F. de Paiva F^o, pela iniciativa ímpar de permitir o desenvolvimento deste trabalho. A Petrobrás mais uma vez se destaca como uma empresa que investe em seus profissionais visando o seu crescimento tecnológico.

Agradeço ao Professor Celso K. Morooka pela liberdade e pelo estímulo que me foram concedidos durante a evolução deste trabalho.

Agradeço ao corpo de funcionários, professores, e alunos, ligados ao programa de Mestrado em Eng^a do Petróleo, pela solidariedade e cooperação prestados ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Existem poucos programas de cálculo, a nível mundial, que permitem a determinação dos principais aspectos do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis. Estes programas normalmente possuem um reconhecimento internacional e seus resultados são realmente confiáveis. Mas, por outro lado, muitas iterações são requeridas visando a obtenção de uma solução que atenda aos requisitos das Sociedades Classificadoras. Desta forma, o tempo dispendido para o projeto completo de sistemas de ancoragem é geralmente grande apesar da experiência do projetista envolvido. Na realidade isto ocorre devido ao processo iterativo empreendido entre o usuário e as ferramentas de cálculo já que os "inputs" de uma dada iteração ("rodada") — composição das linhas de ancoragem, distribuição angular no plano e pré-tensão — dependem dos resultados da iteração anterior — "offsets" da plataforma e tensões nas linhas para as incidências ambientais —.

Baseado neste cenário, este trabalho apresenta procedimentos com o objetivo de otimizar o projeto do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis assim como torná-lo automático. Em referência às filosofias de otimização, os seguintes aspectos são tratados : 1) A otimização do aproamento e do "pattern" de ancoragem da plataforma; 2) A procura pela composição ótima das linhas de ancoragem num modo automático. Basicamente, o principal objetivo deste trabalho é introduzir algumas metodologias visando encontrar a solução de menor custo para o sistema de ancoragem da plataforma da forma mais rápida possível. Todas estas metodologias foram implementadas computacionalmente gerando o sistema inteligente denominado PROANC, o qual convive com o projeto de sistemas de ancoragem de plataformas semi-submersíveis numa abordagem quase-estática e determinística. Deve ser notado que o sistema proposto exerce um forte apelo como ferramenta de projeto aplicada a estudos de viabilidade técnico-econômica de um dado campo de petróleo, e seus resultados quase-estáticos podem ser diretamente utilizados em um programa de ancoragem capaz de executar a análise dinâmica de sistemas de ancoragem.

ABSTRACT

There are a few programs around the world used for determining the main aspects of the Mooring Design of Semi-submersible platforms. These programs hold a worldwide acknowledgement and their results are actually reliable. But they require many runs to get a solution that comply with the Classification Society requirements. So, the expended time to carry out a complete mooring design is normally large despite the designer experience. In fact it occurs because of the necessary interaction between the user and the calculation program — the inputs for a given run (mooring line composition, lines pre-tension, mooring pattern) will depend on the results from the prior run (platform offsets and line top tensions for the weather conditions) —.

Based on this scenario, this work presents some procedures in order to optimize the semi-submersible mooring design as well as to make it automatic. Regarding the optimization philosophies, the following aspects are treated : 1) the optimization of the platform heading and the mooring pattern based on the spreading of the environmental forces; 2) the searching for the optimum mooring line composition in an automatic mode. Basically, the work main goal is to introduce some methods to find the lowest cost solution for the mooring system in a short time way. All of these methods were computationally implemented creating the intelligent system named PROANC, which deals with semi-submersible mooring design in a quasi-static and deterministic approach. It should be noted that the proposed system exerts a strong appeal as a design tool for feasibility studies of a given oil field and its quasi-statics results can be directly applied to a mooring program capable of performing dynamic analysis.

ÍNDICE GERAL

LISTA DE APÊNDICES	viii
LISTA DE FIGURAS E TABELAS	ix
NOMENCLATURA	xii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2 - PROJETO DO SISTEMA DE AMARRAÇÃO DE PLATAFORMAS SEMI-SUBMERSÍVEIS	
2.1 - Descrição Geral	4
2.2 - Métodos de Análise	5
2.2.1 - Geral	5
2.2.2 - Análise Quase-Estática do Sistema de Ancoragem	8
2.2.3 - Análise Dinâmica do Sistema de Ancoragem	9
2.2.4 - Análise Transiente do Sistema de Ancoragem	12
CAPÍTULO 3 - ASPECTOS DA OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE SISTEMAS DE ANCORAGEM DE PLATAFORMAS SEMI-SUBMERSÍVEIS	
3.1 - Descrição Geral	14
3.2 - Otimização do Aproamento e do "Pattern" de Ancoragem da Plataforma	16
3.3 - Otimização da Composição das Linhas de Ancoragem da Plataforma	23
CAPÍTULO 4 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROANC	
4.1 - Automatização e Implementação Computacional	34
4.2 - Validação dos Resultados	38
CAPÍTULO 5 - RESULTADOS	
5.1 - O Potencial do Sistema PROANC como Ferramenta de Projeto	43
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	54
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A - SOLUÇÃO ESTÁTICA BIDIMENSIONAL DE UMA LINHA DE ANCORAGEM DE COMPOSIÇÃO ARBITRÁRIA

A.1) Nomenclatura.....	60
A.2) Dedução da Equação Elementar da Catenária	61
A.3) Premissas Adotadas para a Solução Estática 2-D de uma Linha de Ancoragem	64
A.4) Equações para Segmento Inelástico.....	65
A.5) Correções devido à Elasticidade dos Segmentos.....	66
A.6) Linha de Ancoragem Operando no Modo Horizontal	68
A.7) Linha de Ancoragem Operando no Modo Vertical.....	69
A.8) Referências.....	70

APÊNDICE B - SOLUÇÃO PARA O PROBLEMA DE EQUILÍBRIO DE UMA PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL SUBMETIDA A UMA DADA SOLICITAÇÃO AMBIENTAL (MATRIZ DE RIGIDEZ LINEARIZADA)

B.1) Geral.....	71
B.2) Nomenclatura.....	71
B.3) Solução Analítica do Problema.....	72
B.4) Montagem da Matriz de Rigidez Linearizada do Sistema	75
B.5) Referências.....	82

APÊNDICE C - AVALIAÇÃO DO FATOR DE FLUTUAÇÃO PARA AMARRA E CABO DE AÇO

C.1) Nomenclatura.....	83
C.2) Estimativa do Fator de Flutuação.....	83

APÊNDICE D - MONTAGEM DOS ARQUIVOS DE DADOS CONTENDO AS PROPRIEDADES DA AMARRA E DO CABO DE AÇO

D.1) Arquivo de Dados da Amarra.....	84
D.2) Arquivo de Dados do Cabo de Aço	85
D.3) Referências.....	87

LISTA DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1 - Plataforma Semi-submersível típica.....	2
Figura 2 - Representação bidimensional de uma semi-submersível ancorada	5
Figura 3 - Comportamento da linha de ancoragem quando a plataforma se desloca	6
Figura 4 - Deriva da plataforma até uma nova posição de equilíbrio	7
Figura 5 - Descrição gráfica do Método Quase-Estático	9
Figura 6 - Descrição do passeio sofrido pela plataforma ao longo do tempo.....	10
Figura 7 - Análise dinâmica no domínio da frequência.....	11
Figura 8 - Análise dinâmica no domínio do tempo.....	12
Figura 9 - Descrição gráfica da análise transiente.....	13
Figura 10 - Distribuição das cargas ambientais externas	18
Figura 11 - Representação gráfica do procedimento para otimização do "pattern" de ancoragem da plataforma	20
Figura 12 - Principais passos do programa PATTERN.....	21
Figura 13 - Representação dos vários tipos de "pattern" de ancoragem	22
Figura 14 - Descrição gráfica do procedimento usual para a escolha da composição ótima da linha de ancoragem	24
Figura 15 - Fluxograma simplificado do programa PROJETO	25
Figura 16 - Relações geométricas no plano quando a plataforma semi-submersível é deslocada	27
Figura 17 - Representação gráfica da influência da rigidez dos "risers" no equilíbrio da plataforma semi-submersível.....	28

Figura 18 - Descrição gráfica do procedimento para a otimização da pré-tensão da linha de ancoragem	31
Figura 19 - Descrição do processo de convergência para a escolha da composição ótima da linha de ancoragem.....	33
Figura 20 - Descrição geral do sistema PROANC.....	35
Figura 21 - Representação gráfica do passeio quase-estático da plataforma semi-submersível	37
Figura 22 - Apresentação dos resultados do Pós-Processador POSANC	38
Figura 23 - Gráficos dos diâmetros ótimos para amarra e cabo de aço	47
Figura 24 - Gráficos dos diâmetros ótimos da linha de composição mista.....	47
Figura 25 - Gráfico da posição do ponto de toque da linha para amarra e cabo de aço	48
Figura 26 - Gráfico da posição do ponto de toque da linha de composição mista	49
Figura 27 - Gráfico da pré-tensão da linha para amarra e cabo de aço	50
Figura 28 - Gráfico da pré-tensão da linha de composição mista.....	51
Figura 29 - Gráfico da máxima tensão de topo da linha para amarra e cabo de aço	51
Figura 30 - Gráfico da máxima tensão de topo da linha de composição mista	52
Figura 31 - Gráfico do comprimento de cabo de aço intermediário para a linha de composição mista.....	53
Figura A.1 - Segmento de catenária suspenso	62
Figura A.2 - Exemplo de uma linha de amarração típica	65
Figura B.1 - Representação da condição de equilíbrio inicial da plataforma	73
Figura B.2 - Representação geométrica da solução para o problema de equilíbrio no plano (unidimensional).....	75
Figura B.3 - Representação da plataforma quando submetida a um deslocamento infinitesimal u	77

Tabela 1 -	Validação dos algoritmos para a solução estática de uma linha de ancoragem de composição arbitrária.....	40
Tabela 2 -	Premissas adotadas para a validação da rotina de equilíbrio do sistema PROANC	41
Tabela 3 -	Validação da rotina de equilíbrio utilizada no sistema PROANC.....	42
Tabela 4 -	"Pattern" de ancoragem otimizado para as análises paramétricas.....	44
Tabela 5 -	Carregamento ambiental externo (simétrico) para as análises paramétricas	44
Tabela 6 -	Tempo médio de processamento.....	45
Tabela D.1 -	Arquivo de dados denominado AMARRA.DAT.....	84
Tabela D.2 -	Arquivo de dados denominado CABO.DAT.....	86

NOMENCLATURA

$A_c(\theta)$	somatório das áreas projetadas totais expostas à correnteza incidindo na direção θ .	(m ²)
$A_v(\theta)$	somatório das áreas projetadas totais expostas ao vento incidindo na direção θ .	(m ²)
$c_c(\theta)$	coeficiente de arraste de correnteza da plataforma correspondente à direção θ .	(adimensional)
$c_v(\theta)$	coeficiente de arraste de vento da plataforma correspondente à direção θ .	(adimensional)
D_i	diâmetro de coluna da plataforma correspondente ao i-ésimo tipo.	(m)
E	energia incidente entre linhas de ancoragem adjacentes.	(kN rad)
$F_c(\theta)$	força estática de correnteza correspondente à direção de incidência θ .	(N)
$F_d(\theta)$	força de deriva de onda ("steady") correspondente à direção de incidência θ .	(kN)
$F_i(\theta)$	força ambiental estática total correspondente à direção de incidência θ .	(kN)
$F_v(\theta)$	força estática de vento correspondente à direção de incidência θ .	(N)
$H_s(\theta)$	altura significativa de onda correspondente à direção de incidência θ	(m)
LDA	lâmina d'água na locação da plataforma semi-submersível.	(m)
N_{col_i}	número de colunas correspondente ao i-ésimo tipo.	
N_d	número de colunas distintas da plataforma semi-submersível.	
N_{lin}	número de linhas de ancoragem da plataforma.	
off1	deslocamento da plataforma correspondente à pré-tensão do sistema de ancoragem pre1.	(m)
off2	deslocamento da plataforma correspondente à pré-tensão do sistema de ancoragem pre2.	(m)
off max	deslocamento máximo da plataforma em um dado Modo (Operação ou Sobrevivência).	(m)

pre1	pré-tensão de referência do sistema de ancoragem para uma dada iteração.	(kN)
pre2	pré-tensão de referência pre1 acrescentada de 1 kN.	(kN)
pre1'	pré-tensão de referência do sistema de ancoragem correspondente à próxima iteração.	(kN)
Tbr	tensão de ruptura da linha de ancoragem.	(kN)
$T_z(\theta)$	período de zero-ascendente de onda correspondente à direção θ .	(s)
$v_c(\theta)$	velocidade incidente de correnteza para a direção θ .	(m/s)
$v_v(\theta)$	velocidade incidente de vento para a direção θ .	(m/s)
β_i	ângulo correspondente à i-ésima linha de ancoragem medido a partir do Norte Magnético no sentido dos ponteiros do relógio.	(graus)
θ	ângulo correspondente à incidência ambiental medido a partir do Norte Magnético no sentido dos ponteiros do relógio.	(graus)
ρ_c	massa específica do fluido correspondente ao parâmetro correnteza.	(kg/m ³)
ρ_v	massa específica do fluido correspondente ao parâmetro vento.	(kg/m ³)

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A descoberta de reservatórios de petróleo, a partir da década de 50, localizados no subsolo da plataforma continental dos países produtores, motivou as grandes companhias petrolíferas no sentido de tornarem viável a exploração destes campos. Dentro deste contexto, uma das principais limitações que se apresentou na época dizia respeito à estrutura de superfície responsável direta pela exploração nestas locações no mar. Para pequenas profundidades, ou lâminas d'água, duas soluções foram adotadas com relativo sucesso, a saber : 1) plataforma rigidamente fixa ao fundo marinho; 2) plataforma flutuante com caráter itinerante ou temporário. Esta última opção, também conhecida como plataforma submersível, referia-se a uma estrutura composta basicamente de 3 módulos distintos : 1) um convés de utilidades emerso; 2) sapatas submersas para apoio no fundo marinho; 3) elementos de ligação (colunas). Desta forma, através de operações de embarque/desembarque de água do mar (lastro), estas plataformas tanto podiam se apoiar no fundo do mar para a realização de algum tipo de operação como mudar de locação com o auxílio de reboque. Com o passar dos anos e o advento de novas descobertas em lâminas d'água mais profundas, evidenciou-se uma divisão nítida entre as estruturas marinhas responsáveis pela exploração dos campos de petróleo : plataformas fixas (jaquetas) ou auto-elevatórias (jack-up) para profundidades inferiores a 150m e plataformas flutuantes semi-submersíveis para valores acima desse limite.

A plataforma semi-submersível (Fig. 1), uma derivação da plataforma submersível, se diferencia desta última pela filosofia empregada no que diz respeito à manutenção de sua posição na locação. Enquanto a plataforma submersível utilizava sua própria inércia como elemento de fixação, a plataforma semi-submersível tem que dispor de outros meios que viabilizem o seu posicionamento. Quanto ao arranjo estrutural, a plataforma

"semi-sub", similarmente à plataforma submersível, pode ser caracterizada por 1) estrutura de convés emersa; 2) flutuadores gêmeos submersos ; e 3) colunas de ligação.

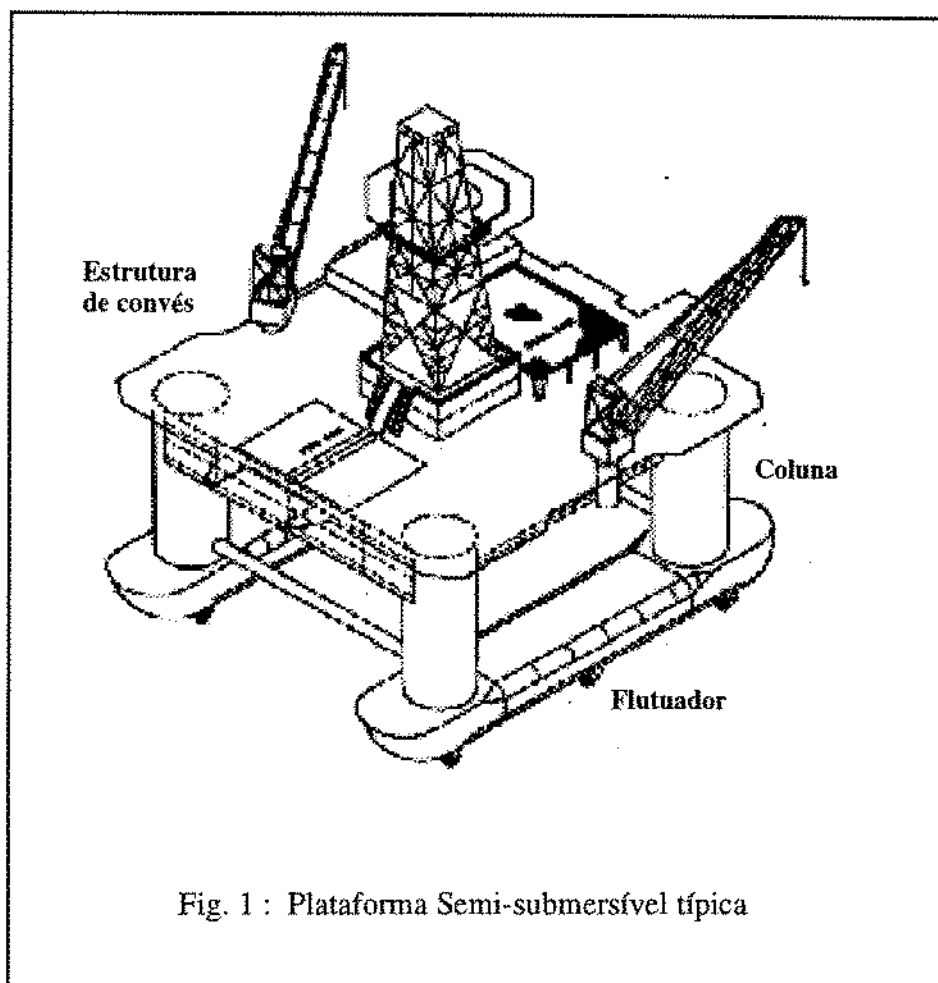


Fig. 1 : Plataforma Semi-submersível típica

A plataforma semi-submersível, também conhecida como plataforma estabilizada pelas colunas já que as mesmas estão em contato direto com a superfície do mar, são estruturas consagradas mundialmente utilizadas nas duas atividades principais da exploração "offshore" : Perfuração e Produção. As estruturas "semi-sub" dedicadas à atividade de perfuração possuem um caráter itinerante com constantes mudanças de locação enquanto aquelas dedicadas à produção podem permanecer numa mesma locação por períodos de até 20 anos. Mas, devido ao fato de que existem dispositivos unindo a plataforma aos equipamentos de subsuperfície, é fácil concluir que o aspecto manutenção da posição é extremamente relevante. Neste sentido, com o intuito de contrabalancear os esforços ambientais atuantes devido aos parâmetros vento, onda e correnteza, duas filosofias são normalmente empregadas

dependendo da atividade principal da unidade semi-submersível : 1) utilização de sistema de posicionamento dinâmico ("thrusters" azimutais localizados nos flutuadores) e 2) utilização de linhas descrevendo catenárias unindo a plataforma ao fundo do mar. A 1ª filosofia citada se adequa bem às atividades que possuem um caráter itinerante (perfuração), e são realizadas em grandes profundidades, devido a sua grande flexibilidade operacional, enquanto a 2ª filosofia se aplica principalmente a sistemas permanentes (produção) onde não se justifica o alto consumo de óleo diesel dos sistemas de posicionamento dinâmico. No que diz respeito à 2ª filosofia descrita, dá-se o nome de sistemas de "amarração" ou de "ancoragem" aos vínculos físicos existentes entre a plataforma e o leito marinho e que permitem à mesma manter o seu posicionamento em condições ambientais adversas. Deve ser ressaltado que o domínio, por parte dos operadores de plataformas "semi-sub", da tecnologia do pré-lançamento das linhas de ancoragem, exerce um grande apelo contra a utilização de sistemas de posicionamento dinâmico.

Conforme observado anteriormente, o dimensionamento do sistema de amarração da plataforma semi-submersível é de crucial importância no desenvolvimento de um dado campo produtor de petróleo. Esta importância é ainda mais amplificada quando consideramos as possíveis interferências que existem entre as linhas de ancoragem da plataforma e o "layout" submarino do campo em questão. É objetivo deste trabalho estabelecer metodologias que permitam o dimensionamento do sistema de ancoragem da unidade semi-submersível visando a minimização dos custos globais envolvidos. Basicamente, o binômio Otimização e Automatização foi empregado no sentido de encontrarmos a solução ótima — menor custo — com um tempo de processamento reduzido. Os capítulos seguintes apresentam de forma mais clara todos os procedimentos e premissas adotados ao longo deste trabalho e a implementação computacional das metodologias propostas para o projeto do sistema de amarração de plataformas semi-submersíveis.

CAPÍTULO 2

PROJETO DO SISTEMA DE AMARRAÇÃO DE PLATAFORMAS SEMI-SUBMERSÍVEIS

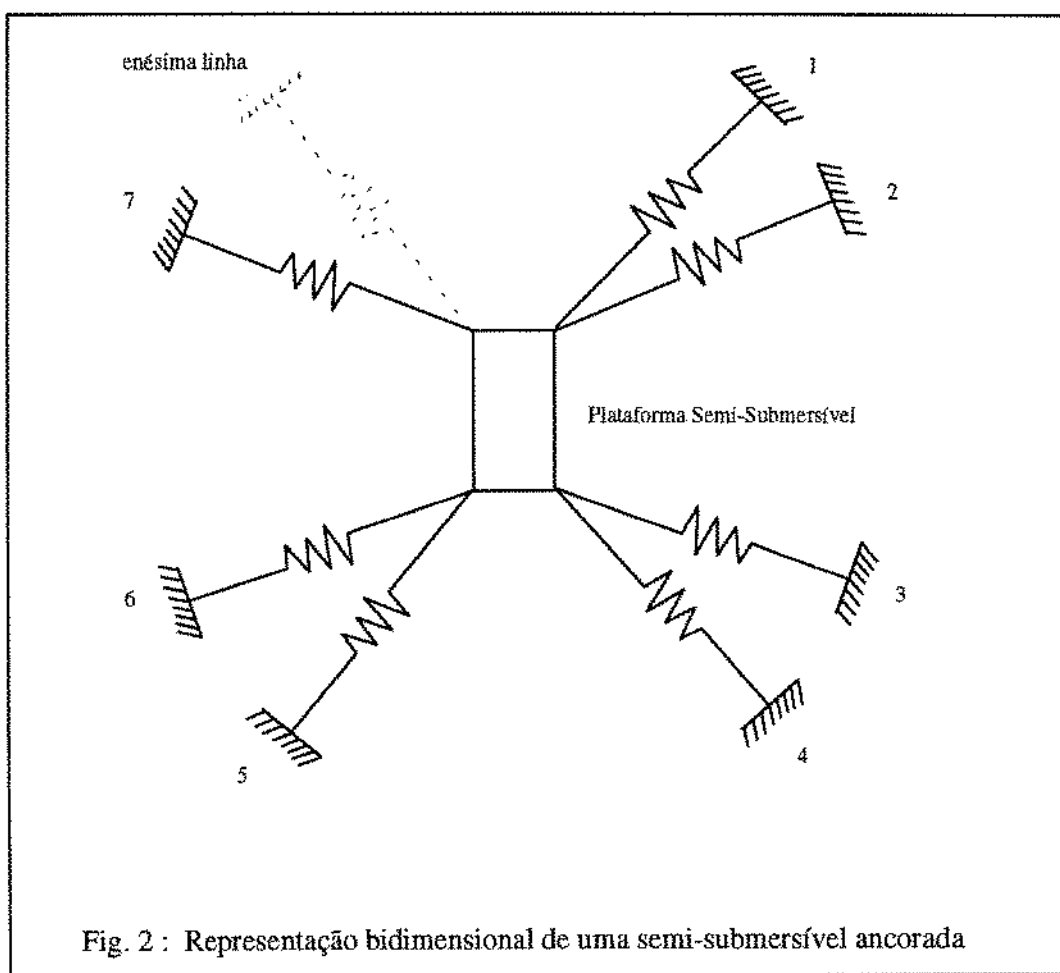
2.1 - DESCRIÇÃO GERAL

Este capítulo tem como objetivo principal descrever de forma mais detalhada a metodologia usualmente utilizada no projeto do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis (plataformas SS). Conforme citado anteriormente, denomina-se sistema de ancoragem aos vínculos físicos, que funcionam como elementos de restauração, mantidos entre a plataforma e o solo marinho. No que concerne às restrições impostas ao movimento da unidade flutuante, considera-se que a mesma está amarrada por pontos múltiplos ("spread mooring systems"), i.é, tanto os movimentos lineares como o movimento de rotação no plano de linha d'água estão limitados. Quanto à geometria dos elementos de restauração, assume-se que as linhas de ancoragem obedecem à equação da catenária. Além disso, adotou-se neste trabalho a filosofia de operação conhecida como sistema "passivo" de ancoragem onde não são permitidos ajustes nos comprimentos, ou tensões, das linhas de ancoragem em função da magnitude das forças ambientais incidentes — o contrário é conhecido como sistema "ativo" de ancoragem —. Quanto ao tempo de permanência do sistema em uma mesma locação, o estudo aqui apresentado tanto se aplica a sistemas de amarração permanentes — permanência prolongada (20 anos ou mais) — assim como a sistemas temporários — permanência por períodos curtos (1 ano ou menos) —.

2.2 - MÉTODOS DE ANÁLISE

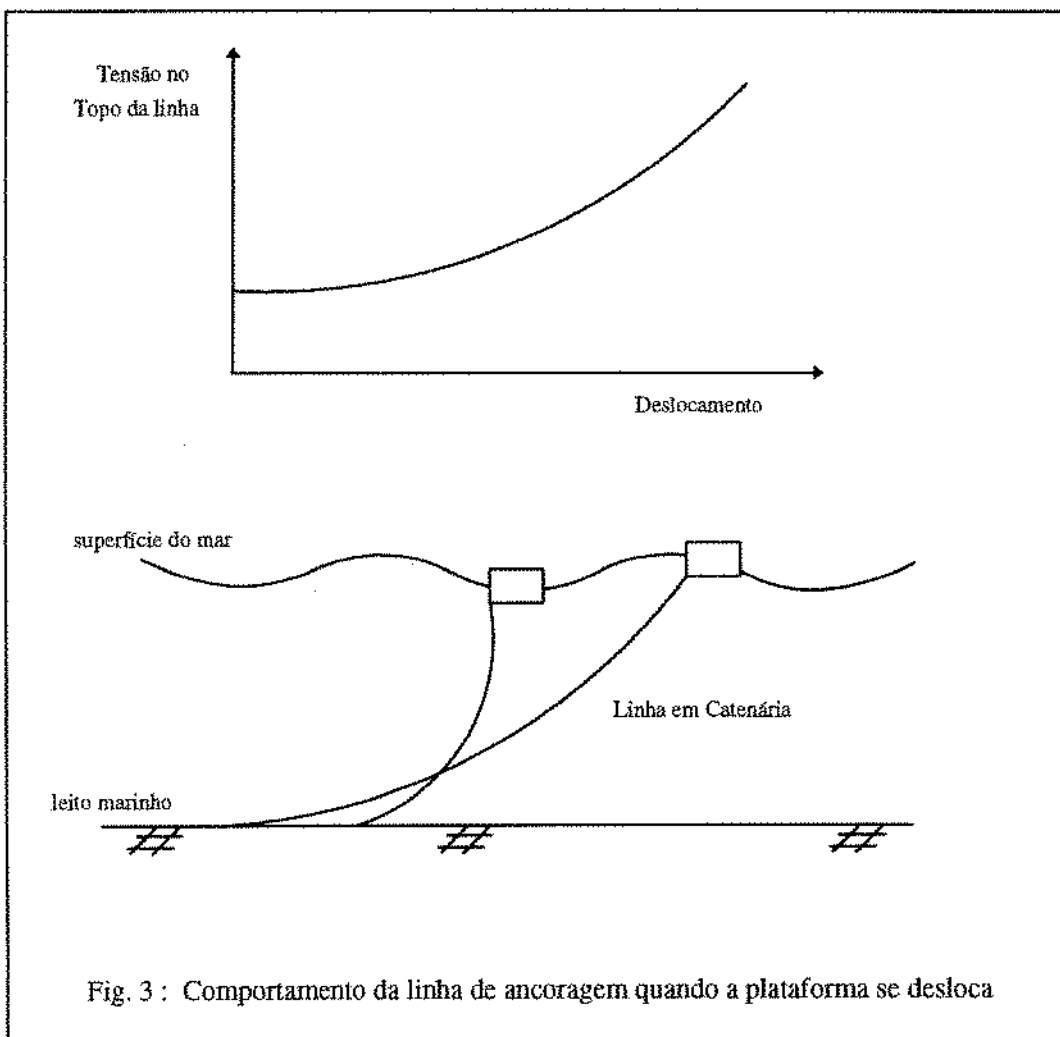
2.2.1 - GERAL

Uma plataforma semi-submersível amarrada a uma determinada locação pode ser modelada bidimensionalmente — no plano horizontal da superfície do mar — como um sistema composto por um corpo rígido e várias molas não-lineares que correspondem às linhas de ancoragem da plataforma (Fig. 2).

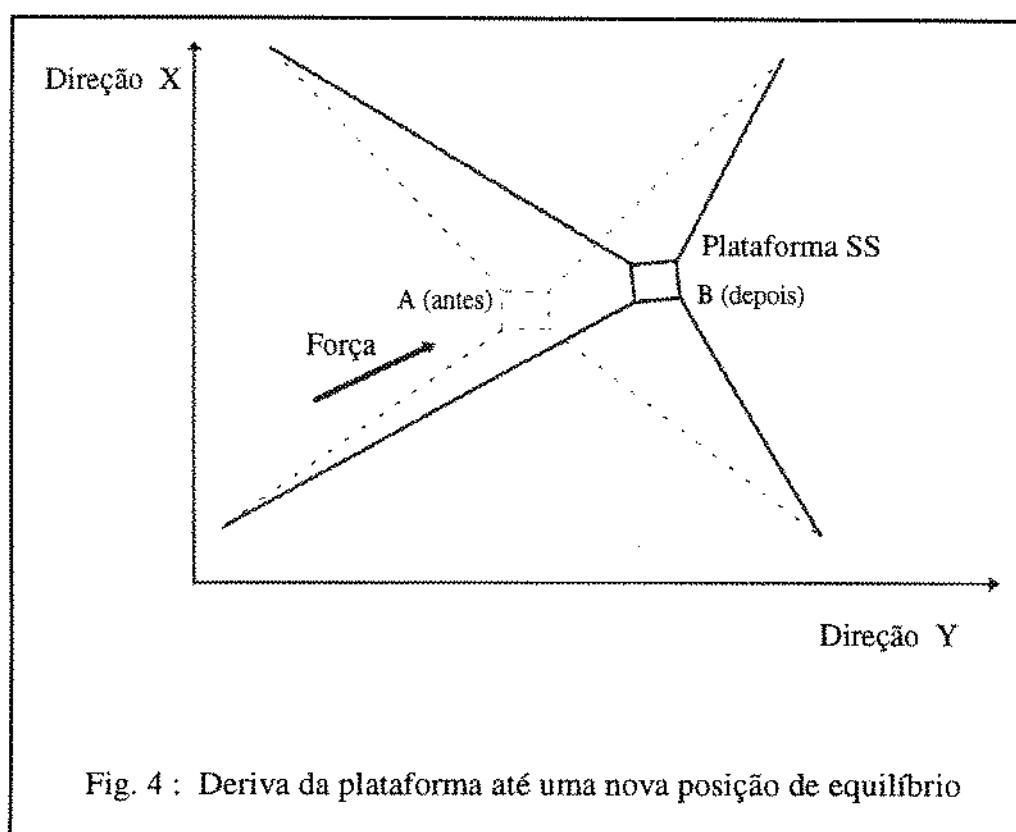


As âncoras nas extremidades das linhas são consideradas como pontos fixos, representados como engastes, em relação ao sistema de referência global (inercial).

Diferentemente, os pontos de partida das linhas em relação à unidade semi-submersível, conhecidos como "fairleads", são fixos em relação ao sistema de referência local que acompanha os movimentos da plataforma. À configuração angular das linhas de amarração no plano da superfície do mar dá-se o nome de "pattern" de ancoragem. O **Apêndice A** apresenta a solução estática bidimensional (2-D) de uma linha de ancoragem considerando : 1) composição da linha arbitrária ; 2) fundo marinho inclinado; e 3) a elasticidade dos segmentos. A catenária que cada linha de ancoragem descreve fornece o caráter não-linear ao sistema já que as tensões não variam linearmente com os deslocamentos sofridos pela plataforma no plano horizontal da superfície do mar (Fig. 3).



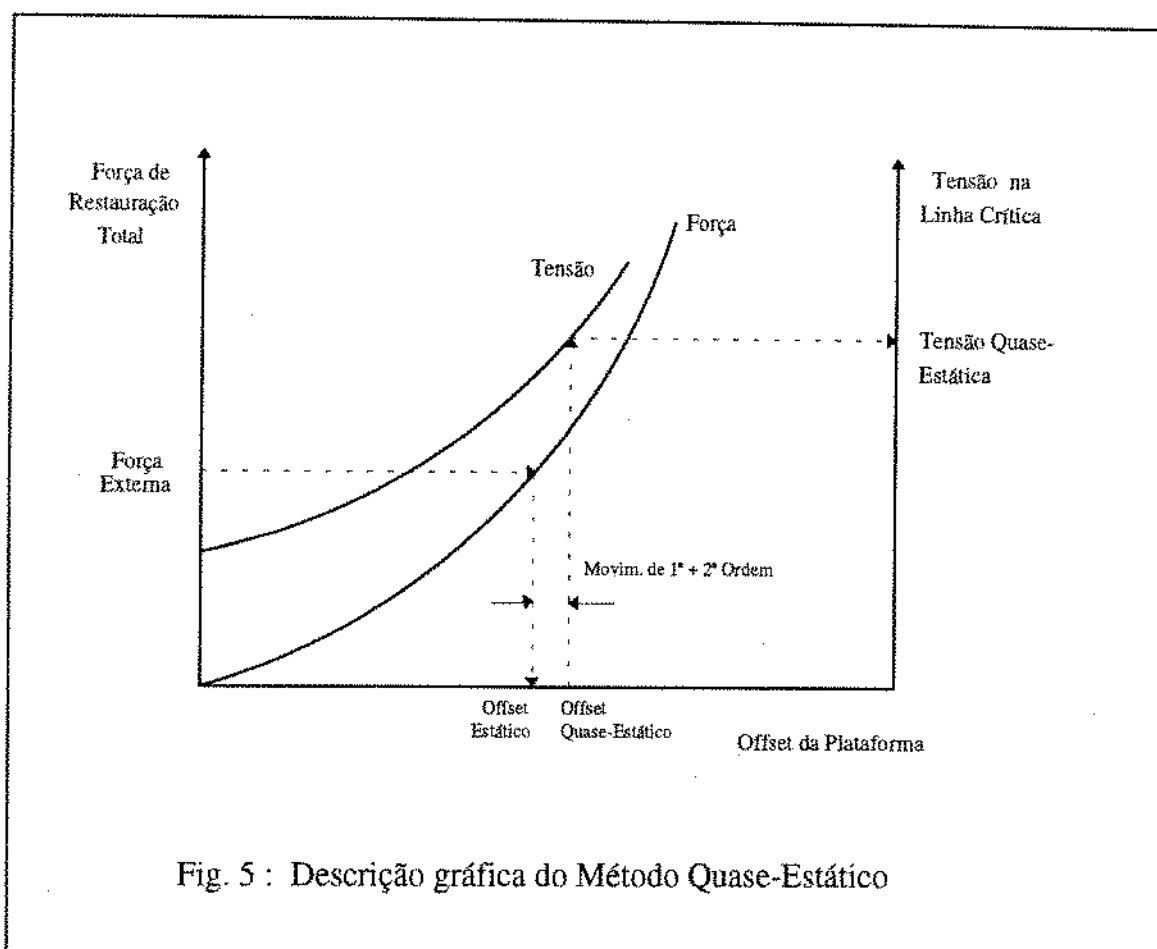
Assumindo que a plataforma estava inicialmente em equilíbrio, conforme mostrado na Fig. 4, e que uma dada carga ambiental devido às variáveis vento, onda e correnteza, passou a incidir sobre a mesma, verifica-se que uma nova posição de equilíbrio estático é atingida pela plataforma de tal forma que a força externa incidente seja balanceada pela força de restauração de seu sistema de ancoragem. Nesta nova posição, é intuitivo constatar que as linhas de ancoragem localizadas a barlavento terão tensões finais maiores do que aquelas situadas a sotavento. Neste sentido, cada linha de ancoragem deve ser analisada de tal forma que a tensão de superfície não exceda o seu limite de ruptura nem a tensão na âncora seja superior ao poder de garra ("holding power") da mesma. Além disso, para evitar a existência de carregamento vertical na âncora, o comprimento lançado da linha deve ser longo o suficiente para garantir que a mesma permaneça tangente ao fundo nas proximidades da âncora para as condições ambientais extremas. Outro critério importante diz respeito à máxima excursão permitida para a plataforma devido às restrições impostas pelos equipamentos de subsuperfície. O **Apêndice B** apresenta a solução para o problema do equilíbrio no plano através da montagem da matriz de rigidez linearizada do sistema.



2.2.2 - ANÁLISE QUASE-ESTÁTICA DO SISTEMA DE ANCORAGEM

A análise quase-estática é uma das técnicas mais tradicionais empregadas no projeto do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis [1]. Ela se baseia no princípio de que : 1) As variáveis ambientais velocidade de vento, altura de onda e velocidade de correnteza são co-lineares e seus valores extremos ocorrem simultaneamente; 2) As forças estáticas ("steady") de vento,onda e correnteza acarretam num deslocamento médio da plataforma em relação à sua posição de equilíbrio inicial; e 3) O carregamento externo variável, ou oscilante, devido à incidência cíclica de vento e onda, gera um deslocamento dinâmico na plataforma que deve ser acrescentado estaticamente ao deslocamento médio sofrido pela mesma devido às forças ambientais incidentes ("steady forces").

A Fig. 5 representa graficamente a metodologia utilizada para a análise quase-estática numa dada direção de incidência ambiental. De acordo com a Fig. 5, uma força externa constante atua na plataforma até que seja atingida a posição de equilíbrio estático, onde a mesma é balanceada pela força de restauração do sistema de ancoragem. Assume-se, então, que a plataforma oscila em torno dessa nova posição com uma amplitude que é função de 1) forças de vento flutuantes no tempo; e 2) forças de onda de 1ª ("wave frequency forces") e 2ª ordem ("slow frequency drift forces"). Dá-se o nome de "offset" quase-estático ao "offset" máximo atingido pela plataforma considerando a parcela dinâmica incrementada. Nesta última posição, as tensões nas linhas de ancoragem e o carregamento na âncora são verificados no sentido de atenderem aos critérios adotados no projeto. Algumas vezes a literatura existente sobre o assunto refere-se ao "offset" estático como "mean quasi-static displacement" ou "mean offset" e ao quase-estático como "total quasi-static displacement" ou "maximum offset" [2][3][4].

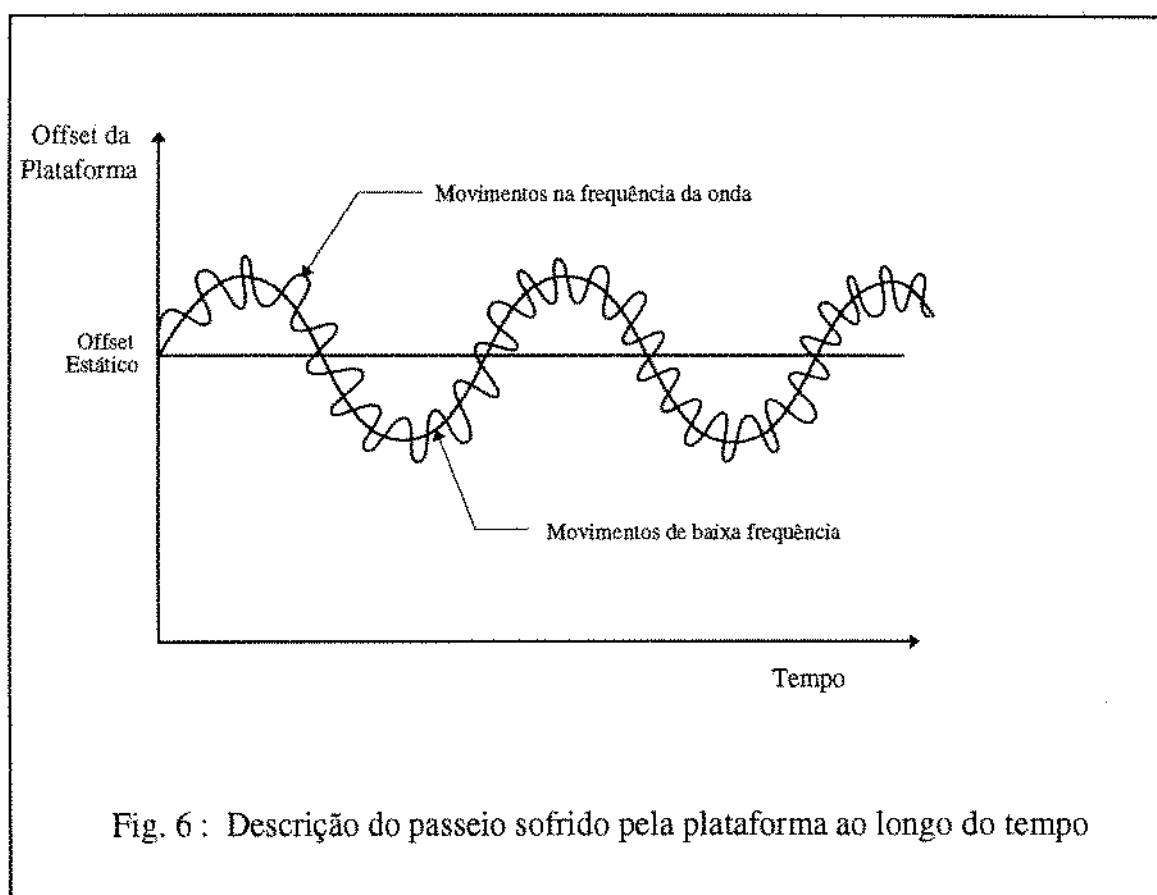


Normalmente os fatores de segurança, para a tensão máxima na linha, fornecidos pelas normas internacionais mais utilizadas, como o API [2][3] e DNV [4], contemplam a inacurácia do método quase-estático [5]. Além disso, algumas normas [3][4] recomendam que a análise quase-estática seja efetuada tanto com o sistema de ancoragem intacto como para o sistema avariado — quando a 1ª ou 2ª (o que for mais crítico) linha de ancoragem mais tensionada é rompida —.

2.2.3 - ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA DE ANCORAGEM

A análise dinâmica leva em consideração os efeitos da : 1) variação no tempo das forças de excitação (vento e onda) ; e 2) inércia e amortecimento da plataforma flutuante e de suas linhas de ancoragem. A Fig. 6 representa de forma esquemática o passeio sofrido por

uma unidade semi-submersível no domínio do tempo, quando a mesma é submetida a uma dada carga ambiental. Pode ser notado, a partir desta figura, que a superposição dos efeitos de baixa frequência e de alta frequência acarreta num "offset" máximo dinâmico da plataforma. Os efeitos de baixa frequência estão relacionados às : 1) forças de deriva de 2ª ordem de onda e 2) carregamento cíclico do vento; enquanto os efeitos de alta frequência, ou frequência de onda, estão relacionados às forças de onda de 1ª ordem. Normalmente, os efeitos de baixa frequência — grandes períodos — são considerados como deslocamentos quase-estáticos que devem ser acrescentados estaticamente ao offset médio da plataforma. Nesta nova posição de equilíbrio, então, a análise dinâmica das linhas críticas de amarração — mais tensionadas — pode ser executada tanto no domínio do tempo como no domínio da frequência.



No caso da análise dinâmica no domínio da frequência (Fig. 7), a função de transferência (RAO) de tensões é gerada baseada na excitação harmônica no topo da linha de

ancoragem devido às forças de onda de 1ª ordem. Deve ser notado que a tensão dinâmica da linha de ancoragem tanto é função da amplitude como da frequência da onda incidente.

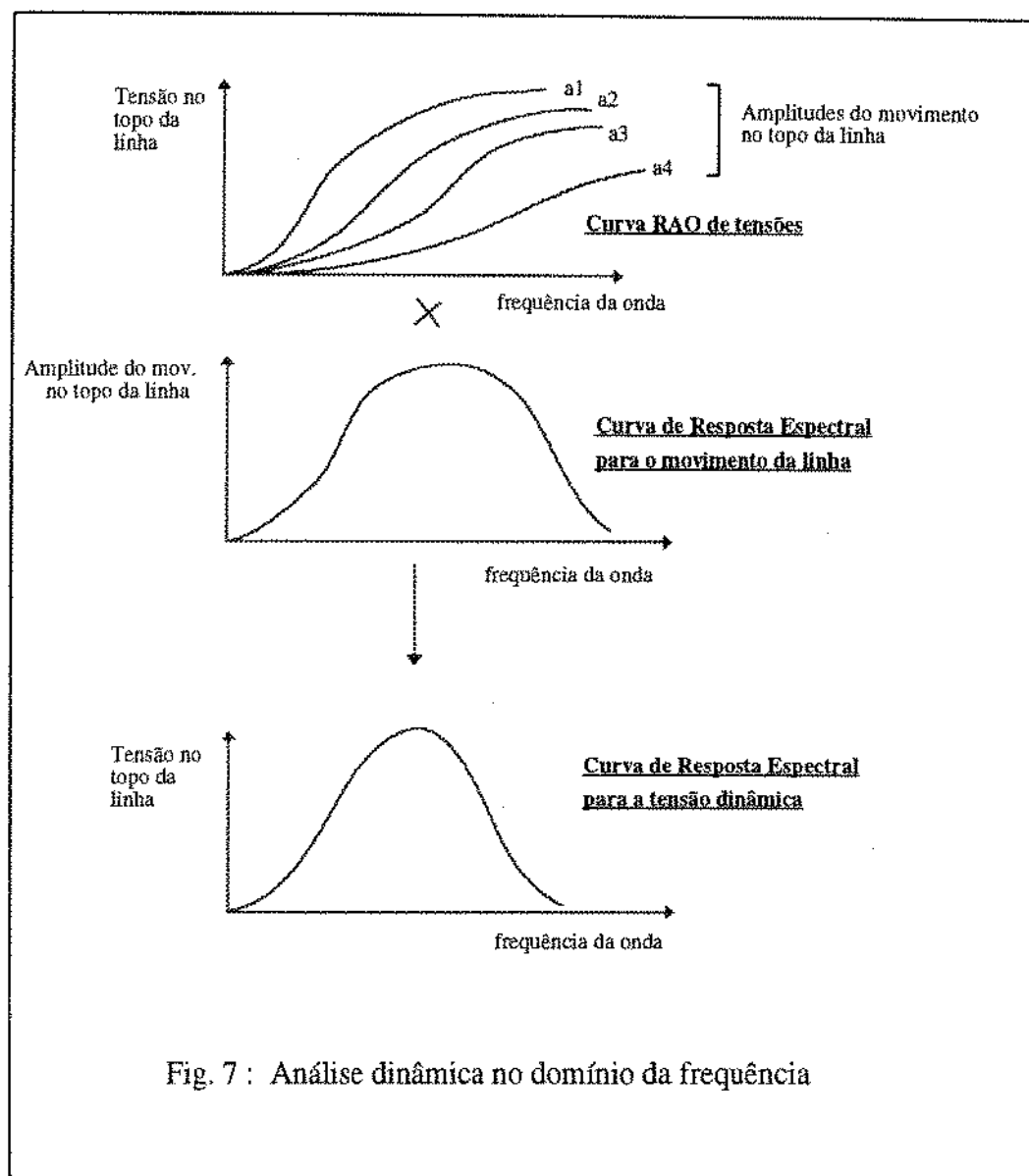
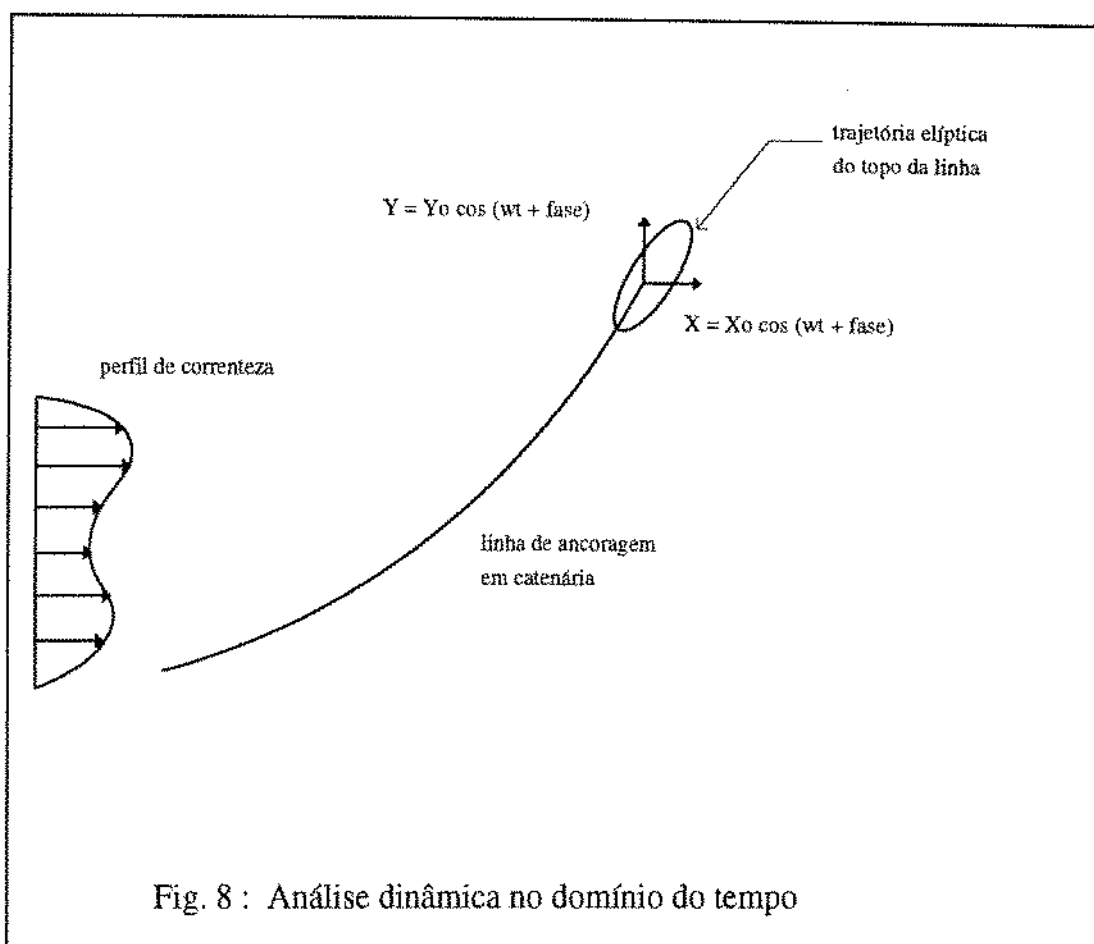


Fig. 7 : Análise dinâmica no domínio da frequência

Já no caso da análise dinâmica no domínio do tempo (Fig. 8), que é mais demorada e precisa que a anterior, a equação do movimento do topo da linha de ancoragem é solucionada através de um procedimento numérico do tipo "time-stepping". Convém ressaltar que, para obtermos os movimentos do topo da linha de ancoragem em ambos os casos, é necessário modelarmos a plataforma semi-submersível hidrodinamicamente.

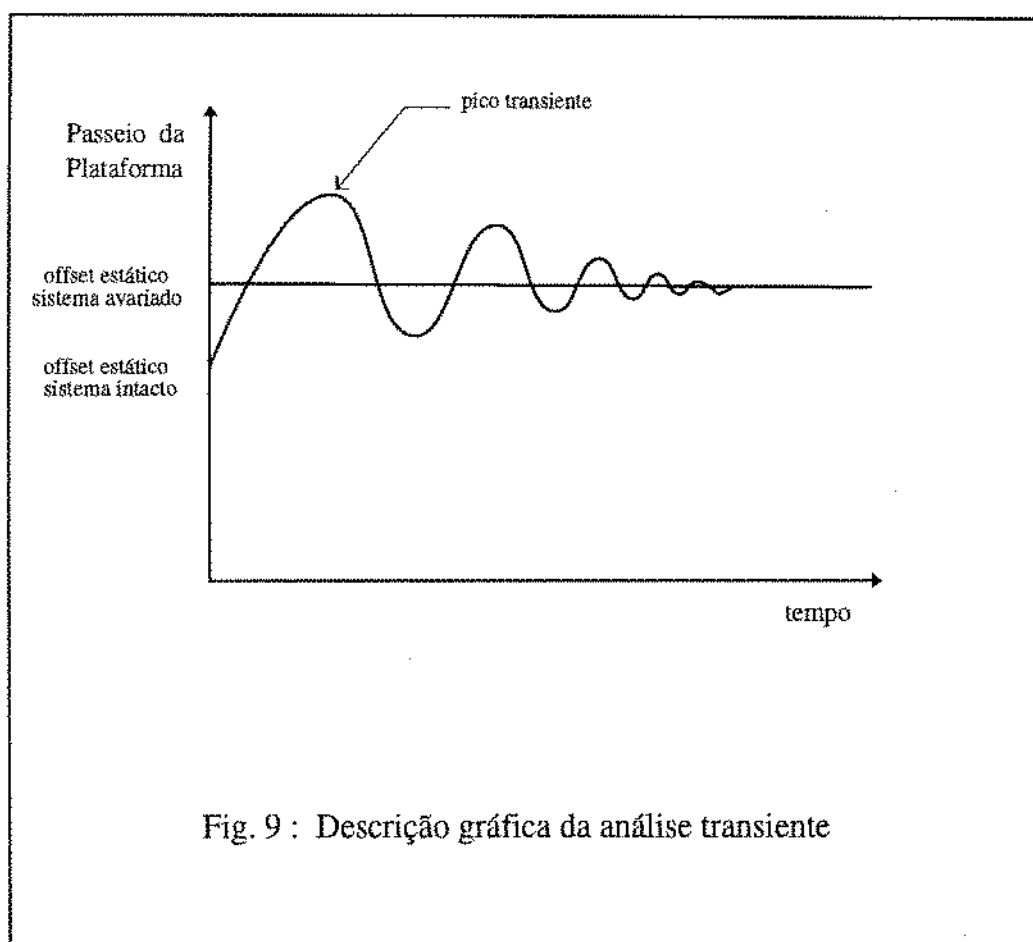


Não foi objetivo deste trabalho introduzir técnicas de otimização para a análise dinâmica do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis. Apenas a análise estática/quase-estática foi considerada para efeito de otimização e automação do projeto de amarração. Caso haja interesse, recomenda-se a leitura do material correspondente a [6][7][8].

2.2.4 - ANÁLISE TRANSIENTE DO SISTEMA DE ANCORAGEM

A análise transiente avalia a trajetória que a plataforma descreve, logo após a ruptura de uma de suas linhas de ancoragem, até que seja atingida uma nova posição de equilíbrio estático avariado (Fig. 9). Ao "offset" de pico transiente, algumas normas [4] recomendam que seja acrescentado quase-estaticamente o deslocamento da plataforma devido às forças de onda de 1ª ordem (alta frequência). Nesta nova posição, correspondente ao offset máximo atingido pela plataforma, a tensão no topo da linha crítica assim como a tensão

atuante na âncora deverão ser avaliadas. Desta forma, a análise transiente fornece os valores máximos para a tensão na linha e para o "offset" da plataforma no projeto de seu sistema de amarração. Mas, deve ser observado que : 1) alterada a composição das linhas de ancoragem, ou a pré-tensão inicial das mesmas, ou a distribuição angular das linhas no plano, etc..., novos resultados serão obtidos para tensões e "offsets" em qualquer das análises descritas anteriormente; e 2) as análises dinâmica e transiente são complementares à análise quase-estática de sistema de ancoragem. Algumas normas internacionais [3] [4], recomendam a execução da análise dinâmica/transiente para profundidades superiores a 400m.



CAPÍTULO 3

ASPECTOS DA OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE SISTEMAS DE ANCORAGEM DE PLATAFORMAS SEMI - SUBMERSÍVEIS

3.1 - DESCRIÇÃO GERAL

O projeto do sistema de amarração de plataformas semi-submersíveis é geralmente efetuado com o auxílio de programas computacionais específicos. Conhecidos a profundidade na locação e o carregamento ambiental agindo sobre a plataforma, o usuário interage inúmeras vezes com o programa de cálculo até obter uma solução que atenda às premissas estabelecidas para o projeto — máxima tensão nas linhas e máximo "offset" da unidade —. Na realidade este procedimento de solução iterativo é necessário porque os "inputs" para uma dada rodada do programa — composição e distribuição das linhas de ancoragem ; pré-tensão inicial do sistema — dependerão dos resultados da rodada anterior — tensões nas linhas e "offsets" da plataforma obtidos para as cargas ambientais incidentes —. A solução ótima seria aquela que indicasse o menor custo global do sistema de ancoragem dimensionado atendidas as premissas básicas de projeto.

Visando a otimização do projeto do sistema de ancoragem de plataformas SS, a formulação do problema pode ser feita através de uma soma de funções matemáticas não lineares a serem minimizadas [9], onde cada função representaria os parâmetros de projeto envolvidos. A solução ótima seria aquela que conduzisse ao menor peso lançado de linha de ancoragem. O algoritmo proposto permitiria a otimização da pré-tensão e do comprimento das linhas de tal forma a evitar o "uplift" da âncora. Mas, por motivo de simplificação, as seguintes limitações devem ser citadas em relação ao trabalho [9] : 1) A linha de ancoragem deve possuir composição única e ser inelástica ; 2) O fundo marinho deve ser plano ; 3) As

otimizações do aproamento da plataforma, do "pattern" de ancoragem e da composição da linha não são contempladas pelos autores ; 4) Apenas a análise estática para o sistema intacto é realizada. Por outro lado, já existe na literatura uma proposta [10] de procedimento para a otimização do "pattern" de ancoragem da plataforma SS aproveitando a assimetria das forças ambientais incidentes.

É objetivo deste trabalho sugerir metodologias que conduzam à otimização global do projeto de sistemas de ancoragem de plataformas semi-submersíveis. Neste sentido, a figura de mérito adotada foi o aspecto custos. Apresentamos abaixo em linhas gerais os principais tópicos abordados ao longo deste estudo :

- A otimização do aproamento da plataforma SS baseada na distribuição direcional das forças ambientais incidentes.
- A otimização do "pattern" de ancoragem da plataforma para um dado aproamento, também baseada na distribuição das forças ambientais incidentes.
- A escolha da composição ótima para as linhas de ancoragem (menor custo) baseada em 1) recomendações operacionais de normas consagradas internacionalmente [2][3][4] ; 2) dados contidos nos catálogos de fabricantes de amarra e cabo de aço. Dá-se o nome de amarra à corrente formada pela conexão de elos de aço os quais possuem, normalmente, barras intermediárias conhecidas como "malhetes". Denomina-se cabo de aço ao feixe de fios de aço de arranjo seccional variado e que possuem uma alma central de fibra sintética ou mesmo de aço.
- A automatização do projeto de ancoragem de tal forma que uma mesma solução seja obtida em um tempo reduzido.

Deve ser ressaltado que todos os itens citados acima contribuem para a redução global do custo envolvido tanto no projeto do sistema de ancoragem, através da automatização, como no dimensionamento das linhas de ancoragem.

3.2 - OTIMIZAÇÃO DO APROAMENTO E DO "PATTERN" DE ANCORAGEM DA PLATAFORMA

Um procedimento eficiente para a otimização pode ser introduzido conhecidos os coeficientes de arraste hidro e aerodinâmicos da plataforma e os parâmetros ambientais na locação da plataforma SS. Além disso, as seguintes hipóteses são assumidas:

- Os parâmetros ambientais (velocidade de vento, velocidade de correnteza, altura de onda) ocorrem simultaneamente a partir de uma mesma direção de incidência.
- Para o cálculo das forças ambientais de origem viscosa que incidem na plataforma SS, faz-se necessário a estimativa dos coeficientes de arraste da unidade flutuante para as variáveis ambientais vento e correnteza. Esta estimativa é normalmente feita através de ensaios com modelo reduzido em túnel de vento ou, quando o ensaio não pode ser realizado, através de programas de cálculo analítico cujos resultados não são tão acurados. Estes coeficientes viscosos são avaliados angularmente a partir da proa da plataforma.
- Com referência à magnitude dos dados ambientais , duas condições são consideradas para o comportamento da plataforma : Modo Operação (mais ameno) e Modo Sobrevivência (extremo).
- Por motivo de simplicidade, apenas a componente estática ("steady") das forças ambientais são consideradas. As forças oscilantes de baixa frequência de origem dinâmica não são levadas em consideração.
- A estimativa das forças ambientais pode ser tanto determinística como probabilística, dependendo da metodologia usada para a seleção dos parâmetros ambientais.

Para um dado aproamento da plataforma, as forças incidentes podem ser estimadas como segue [2][3][4][11][12] :

Força de Correnteza

$$F_c(\theta) = \frac{1}{2} \rho_c c_c(\theta) A_c(\theta) v_c^2(\theta) \quad (3.1)$$

Força de Vento

$$F_v(\theta) = \frac{1}{2} \rho_v c_v(\theta) A_v(\theta) v_v^2(\theta) \quad (3.2)$$

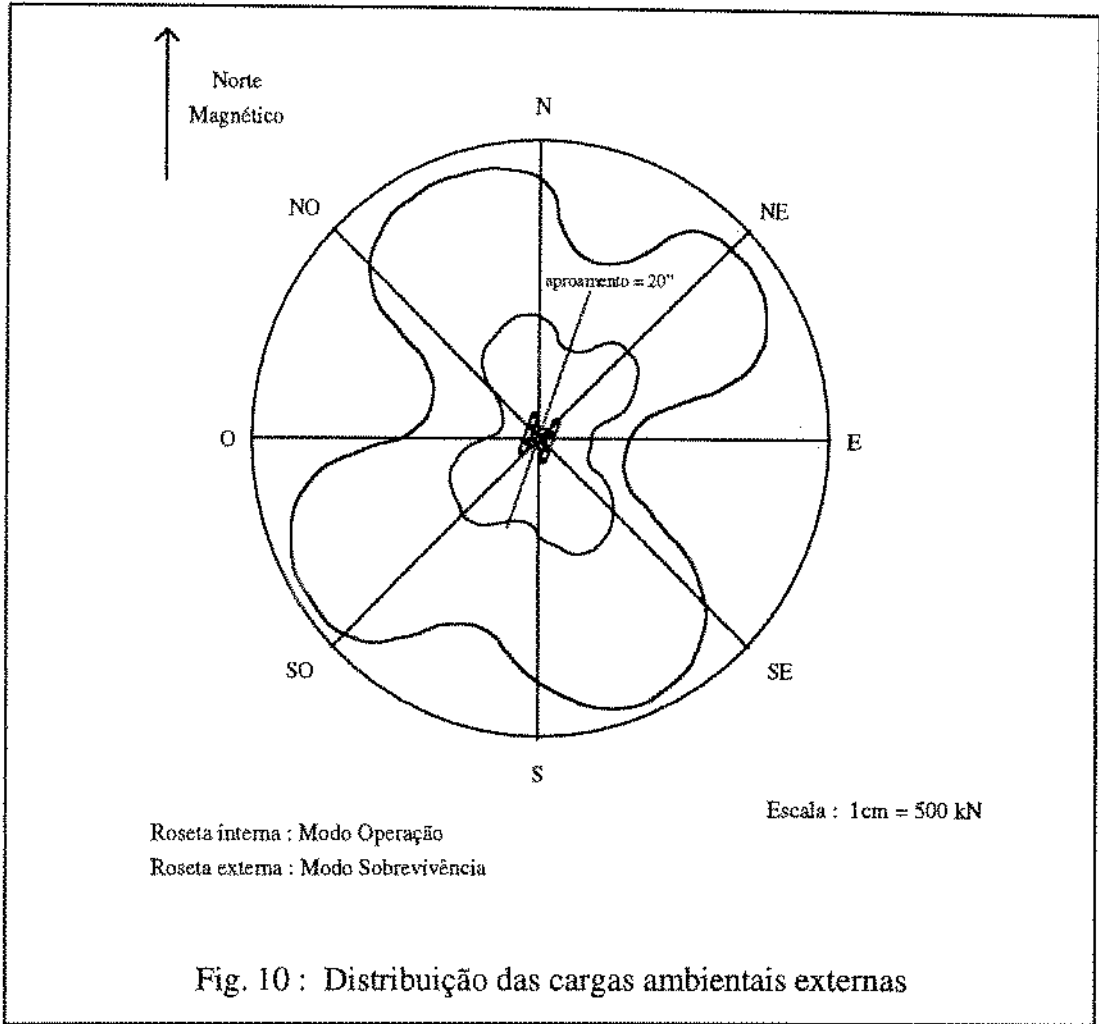
Força de Onda (Termo "steady") [2]

$$F_d(\theta) = 0.4 \times \sum_1^{N_d} \left[D_i^2 \times Ncol_i \times \left(\frac{H_s(\theta)}{T_z(\theta)} \right)^2 \right] \quad (3.3)$$

Força Ambiental Total Estática

$$F_t(\theta) = F_c(\theta) + F_v(\theta) + F_d(\theta) \quad (3.4)$$

Baseados nas formulações acima, a distribuição das cargas ambientais incidentes — $F_t(\theta)$ — em torno da plataforma pode ser plotada conforme representado na Fig. 10. Deve ser notado a partir desta figura que a distribuição de forças para uma dada semi-submersível depende de : 1) o aproamento e os coeficientes de arraste da plataforma; e 2) a direção de incidência e a magnitude dos parâmetros ambientais.



Com o objetivo de otimizar o aproamento da unidade SS, dois critérios são adotados como segue :

- 1) Critério da mínima energia ambiental incidente, onde a energia ambiental é dada por
$$\int_0^{2\pi} F_t(\theta) d\theta$$
- 2) Critério do menor valor da máxima força ambiental incidente — observar que cada aproamento possui um valor máximo para as forças incidentes —.

Verifica-se que para cada valor de aproamento adotado, diferentes valores da força ambiental incidente são calculados já que, enquanto os parâmetros ambientais são fixos em relação ao Norte Magnético, os valores dos coeficientes de arraste são constantes em relação à

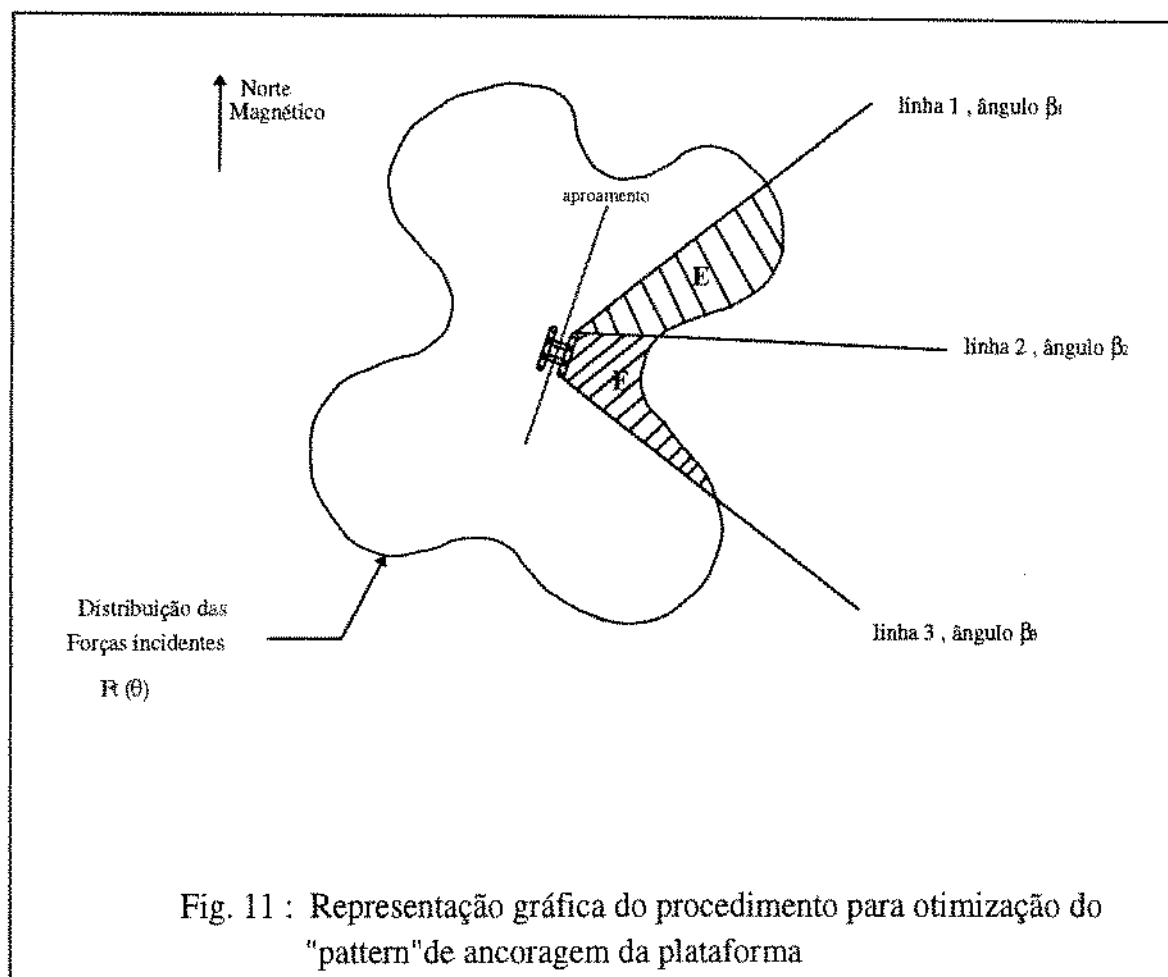
proa da plataforma. Desta forma, para estimarmos a força estática para uma dada direção de incidência, faz-se necessário avaliarmos os coeficientes de arraste a partir da diferença angular entre a proa da plataforma e a citada direção. O 1º critério descrito está relacionado ao valor médio das forças ambientais incidentes — $\int_0^{2\pi} F_i(\theta) d\theta / 2\pi$ —, mas ele não leva em consideração a dispersão em torno do valor médio (desvio padrão). Por outro lado, através do 2º critério é possível encontrarmos o aproamento que minimiza a máxima força ambiental estática que a plataforma terá que sustentar ao longo de sua vida útil.

Um procedimento computacional para a otimização do "pattern" de ancoragem da plataforma foi sugerido em [10]. Basicamente, com o objetivo de obtermos uma igual relação entre a capacidade de restauração do sistema de ancoragem e a capacidade de excitação dada pelas forças ambientais, a energia incidente entre linhas de ancoragem adjacentes deve ser determinada como abaixo :

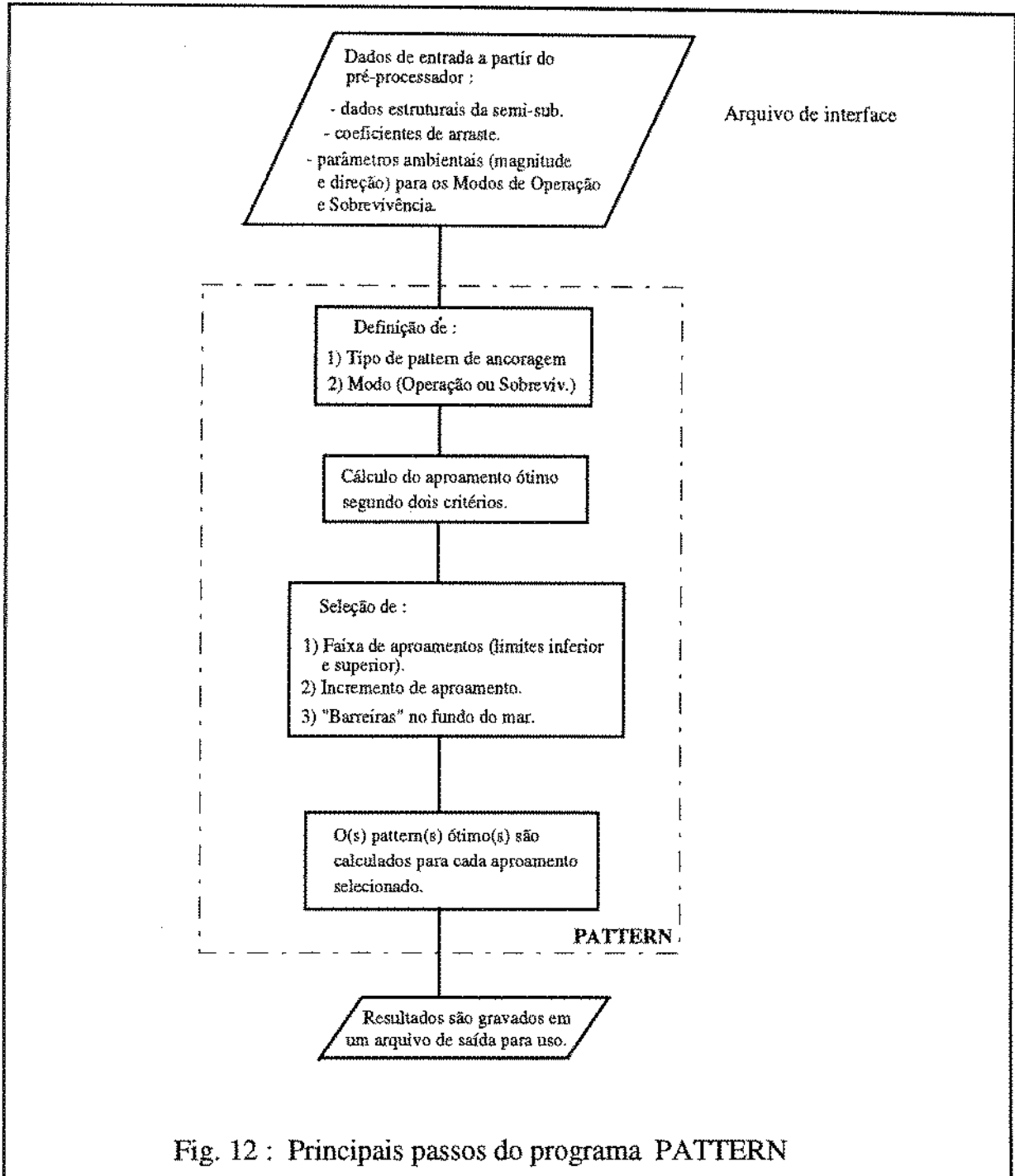
$$E = \frac{\int_0^{2\pi} F_i(\theta) d\theta}{N_{lin}} \quad (3.5)$$

Como consequência, o ângulo entre linhas de ancoragem adjacentes β_i e β_{i+1} deve obedecer à seguinte relação (Fig. 11):

$$\int_{\beta_i}^{\beta_{i+1}} F_i(\theta) d\theta = E \quad (3.6)$$



Desta forma, podemos concluir que a capacidade de restauração do sistema de ancoragem dependerá do espalhamento no plano das forças ambientais incidentes e, como consequência, uma distribuição mais homogênea das tensões estáticas nas linhas de ancoragem será atingida. A Fig. 12 apresenta um resumo dos procedimentos utilizados para a implementação de um programa computacional denominado PATTERN, responsável pela otimização do aproamento e do "pattern" de ancoragem da plataforma.



Em relação a este programa, alguns pontos merecem consideração :

— O programa convive com três diferentes tipos de "pattern" de ancoragem ou de distribuição de forças externas : Simétrico, Axi-Simétrico e Assimétrico em referência à linha de centro da plataforma (Fig. 13). Deve ser observado que para as configurações Simétrico e Axi-Simétrico, apenas uma solução existe para o "pattern" de ancoragem

ótimo, ao passo que existem várias soluções para a opção "pattern" Assimétrico — até a repetição de linhas de ancoragem começar a ocorrer —. Além disso, o procedimento de otimização do aproamento e do "pattern" de ancoragem da plataforma pode ser executado tanto para o modo de Operação como para o modo de Sobrevivência.

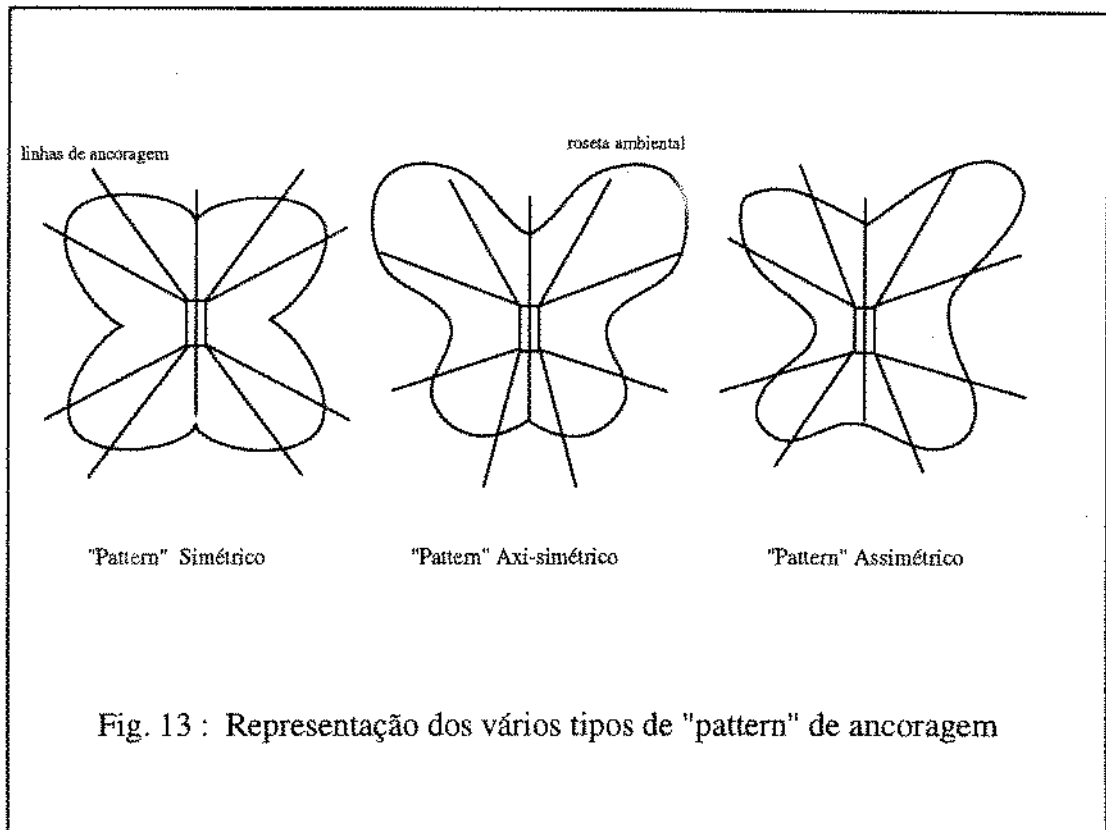


Fig. 13 : Representação dos vários tipos de "pattern" de ancoragem

— Com o objetivo de permitir o cálculo das forças ambientais incidentes de forma rápida e automática, os coeficientes de arraste de vento e correnteza da plataforma SS são expressos através de polinômios matemáticos de 2º, 3º ou 4º grau, um para cada quadrante da plataforma, sendo que o grau do polinômio dependerá do espaçamento angular dos coeficientes. É permitido ao usuário fornecer coeficientes viscosos com os seguintes espaçamentos : 10º, 22.5º, 30º, 45º, e 90º. O procedimento de ajuste utilizado foi o conhecido Método dos Mínimos Quadrados [13][14].

— O programa permite ao usuário fornecer algumas faixas angulares no plano (limite inferior e superior em relação ao Norte Magnético) onde nenhuma linha de ancoragem

deve existir devido à limitações do "layout" submarino tais como cabeças de poço, dutos rígidos, manifolds, etc...

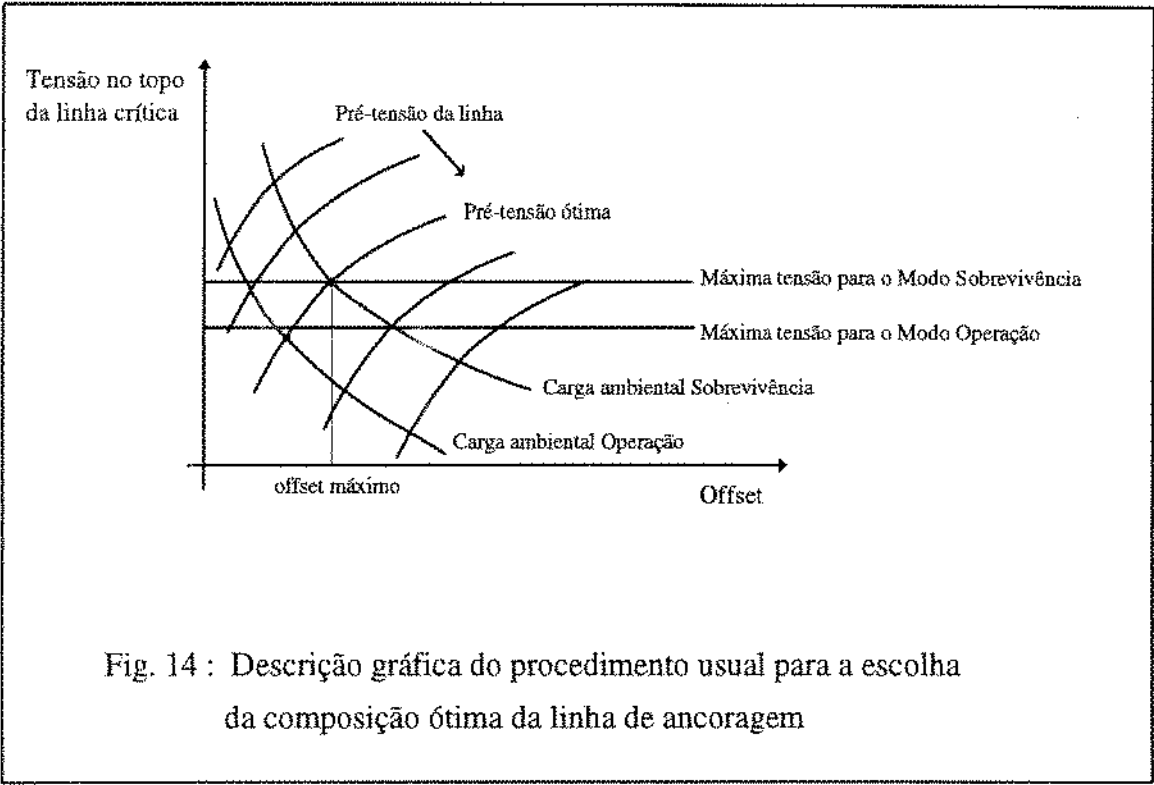
— O usuário é estimulado a fornecer ao programa a faixa de aproamentos, assim como o incremento, para os quais é desejado o cálculo do(s) "pattern(s)" de ancoragem otimizado(s). Este "input" está baseado nos dois critérios para a otimização do aproamento citados anteriormente.

— Para cada aproamento selecionado pelo usuário, o programa calcula o valor máximo e mínimo da força ambiental externa, as energias ambientais em torno da plataforma, o valor médio das forças externas, o desvio padrão das forças externas e o(s) "pattern(s)" otimizado(s). Estes resultados são fornecidos tanto para o modo de Operação assim como para o modo de Sobrevivência da plataforma.

3.3 - OTIMIZAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS LINHAS DE ANCORAGEM DA PLATAFORMA

Estudos anteriores [15] demonstram que os custos da linha de ancoragem aumentam quando nos dirigimos para lâminas d'água mais profundas. Basicamente isto ocorre porque as dimensões das linhas de amarração — comprimentos e diâmetros — aumentam com o incremento de profundidade. Para lâminas d'água na faixa dos 1000m , por exemplo, o custo global de um sistema de amarração composto de 8 linhas para uma plataforma SS operando na Bacia de Campos, está em torno dos USD 10.000.000,00 , excluindo o "hardware" de superfície — guinchos, molinetes, carretéis de estocagem, etc... —. A composição de linha ótima corresponde àquela que possui o menor diâmetro — menos onerosa — para uma dada lâmina d'água e que obedece integralmente aos requerimentos da norma adotada. Estas normas geralmente recomendam valores para os fatores de segurança de

tensão das linhas de ancoragem (Modo Operação e Sobrevivência) assim bem como recomendam valores máximos para os offsets da unidade semi-submersível. Normalmente um procedimento exaustivo é empreendido pelo projetista com o objetivo de encontrar a pré-tensão estática das linhas de ancoragem e sua composição final que cumprem com as normas pré-estabelecidas (Fig. 14).



Diferentemente, a Fig. 15 apresenta um fluxograma simplificado descrevendo os principais passos de um procedimento automático para dimensionamento do sistema de ancoragem de uma plataforma SS.

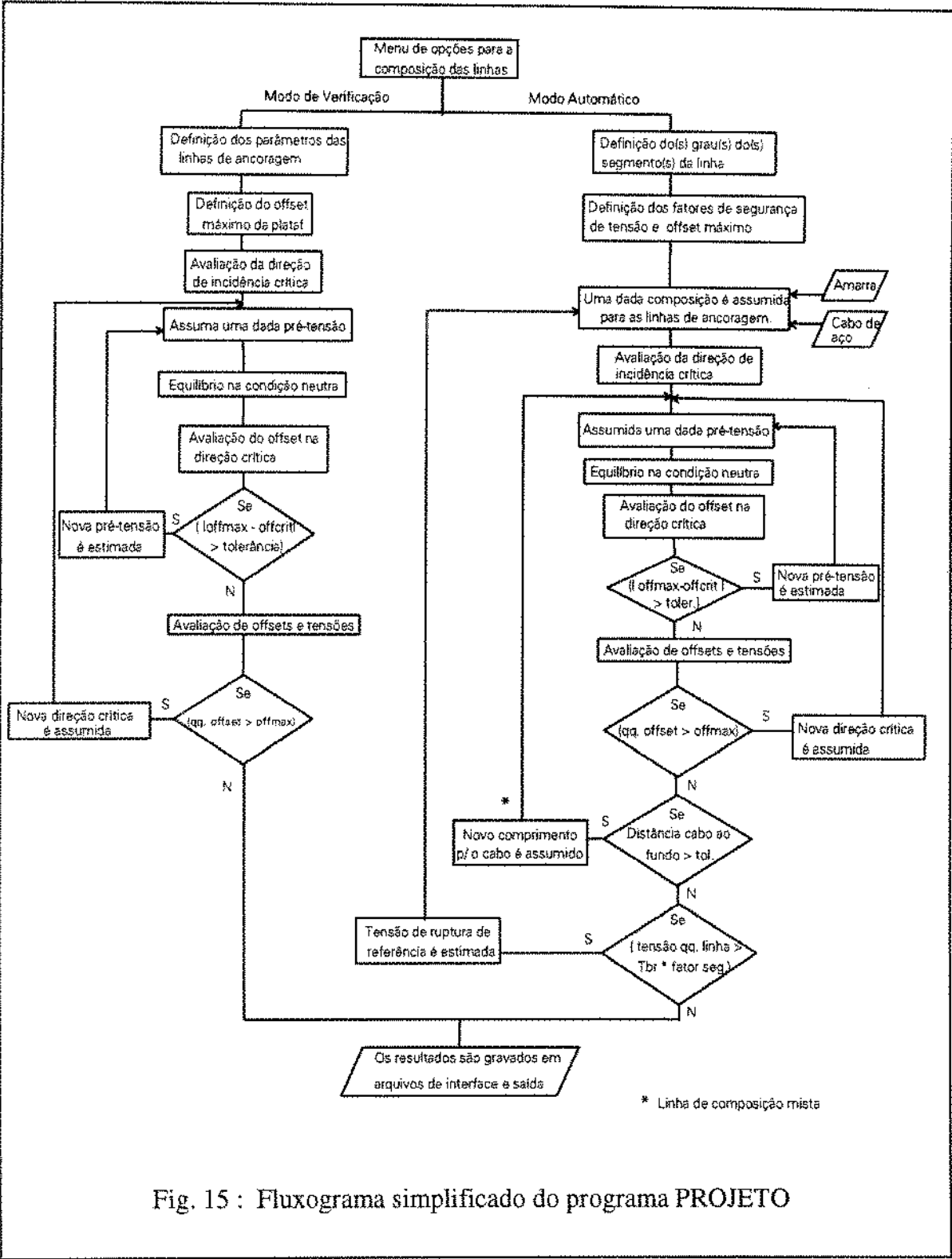


Fig. 15 : Fluxograma simplificado do programa PROJETO

Com o objetivo de implementar computacionalmente este procedimento (programa PROJETO), algumas premissas foram adotadas como segue :

— A otimização é somente executada para as tensões e "offsets" estáticos com arranjo intacto das linhas de ancoragem.

— Devido às limitações operacionais e de manuseio que acarretaria a aquisição de linhas de ancoragem de diferentes diâmetros e comprimentos para uma mesma plataforma SS, assumimos a princípio que todas as linhas teriam uma mesma composição.

— Os dados ambientais e estruturais da plataforma são lidos a partir de arquivos de interface. O usuário é questionado no sentido de fornecer o aproamento e "pattern" de ancoragem ótimos baseado nos resultados do programa PATTERN. Existe um limite máximo de 20 linhas de ancoragem no sistema ao passo que nenhum limite é adotado para o valor da lâmina d'água na locação.

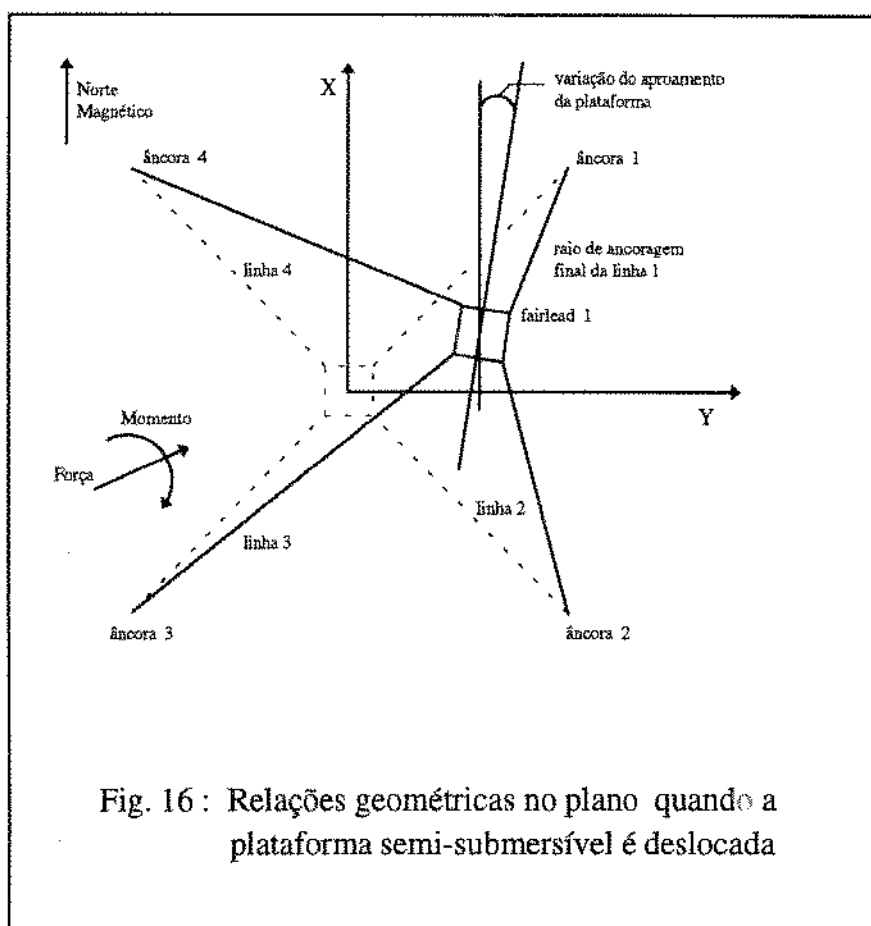
— O programa PROJETO convive com dois arquivos de dados (amarra e cabo de aço) baseados nas informações contidas em catálogos técnicos de fabricantes. Estes arquivos são compostos dos seguintes dados : diâmetro da linha, peso linear no ar, parâmetro de elasticidade (módulo de elasticidade * área efetiva) , e tensão de ruptura. Os diâmetros da linha variam de 2 pol até 7 pol com incrementos de 1/8 pol. O **Apêndice C** apresenta a estimativa do valor do fator de flutuação para amarra e cabo de aço enquanto o **Apêndice D** descreve de forma mais detalhada a filosofia empregada para a montagem dos arquivos de dados.

— O programa permite a execução do processo de otimização para as seguintes composições de linha de ancoragem : 1) Apenas amarra; 2) Apenas cabo de aço; 3) Amarra na superfície com cabo de aço no fundo; 4) Cabo na superfície com amarra no fundo; 5) Amarra na superfície + cabo de aço intermediário + amarra de fundo (composição mista).

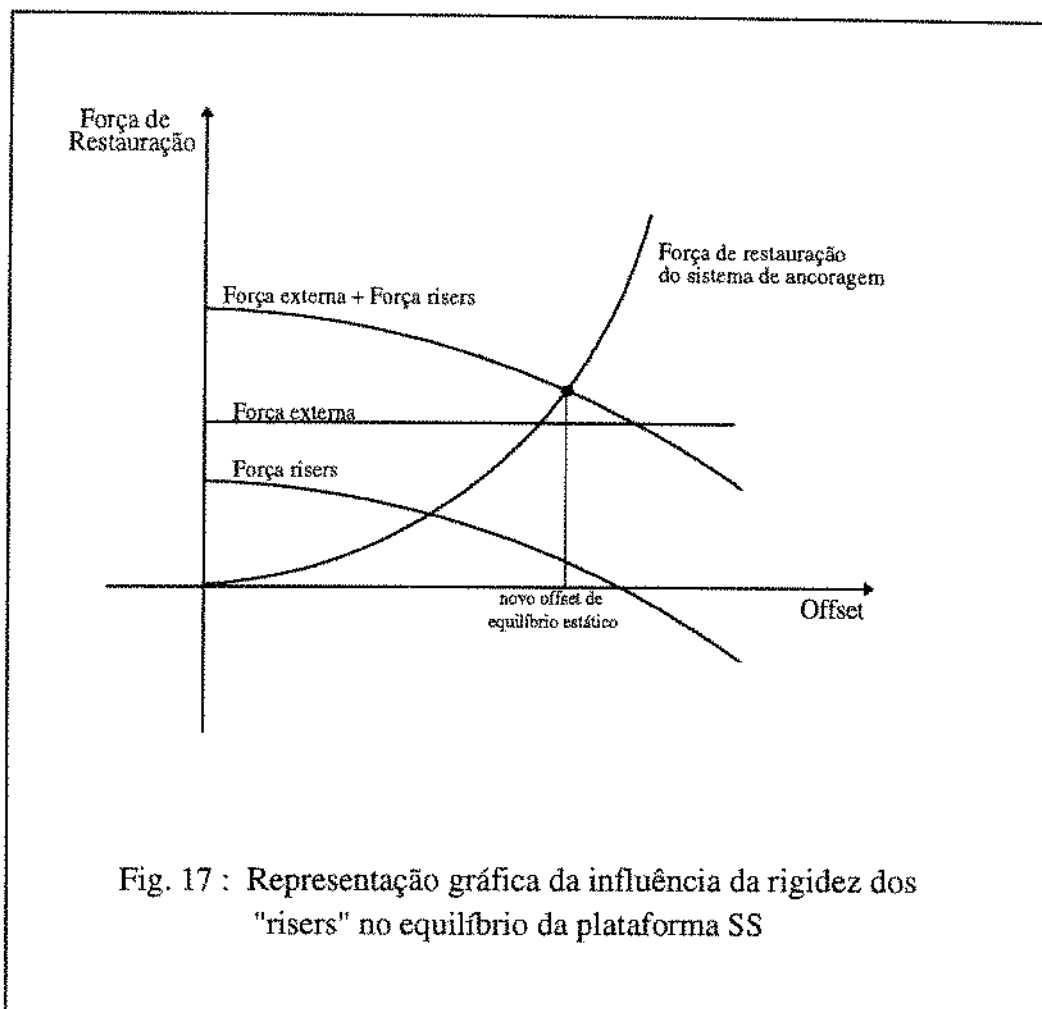
— As rotinas de catenária estão baseadas na solução estática divulgada por *B. W. Oppenheim* (**Apêndice A**). Desta forma, os seguintes aspectos são considerados : 1) Linhas de ancoragem compostas por multisegmentos linearmente deformáveis; 2) Fundo marinho plano ou inclinado; 3) Linhas de ancoragem operam no modo horizontal (frouxo) ou vertical (retesado); 4) Não existe a possibilidade de existirem boías de

subsuperfície ou pesos concentrados compondo as linhas de ancoragem. Para a avaliação do modo de operação da linha em catenária — frouxo ou retesado — o programa calcula o valor da tensão horizontal crítica de superfície, ié, o valor da tensão a partir do qual a linha está retesada. Para valores de tensão inferiores ao crítico, o algoritmo de solução para o modo de operação horizontal é utilizado. Por outro lado, para valores superiores adota-se o algoritmo para o modo de operação vertical.

— As rotinas de equilíbrio (**Apêndice B**) estão baseadas em : 1) Montagem da matriz de rigidez linearizada do sistema de ancoragem e 2) Relações geométricas no plano entre as posições da âncora e do fairlead de cada linha (Fig. 16). Como existem três graus de liberdade para os movimentos no plano de linha d'água, o programa também leva em consideração para o cálculo do equilíbrio o momento de "yaw" agindo na plataforma devido às forças ambientais.



— A contribuição dos "risers" (flexíveis ou rígidos) na matriz de rigidez global do sistema de ancoragem não é considerada nas rotinas de equilíbrio (Fig. 17) [16].



Além disso, deve ser notado que o programa possui 2 maneiras distintas de ser executado. Na primeira delas, denominada de modo automático, o usuário é responsável pela entrada dos seguintes dados : 1) Fatores de segurança para as tensões estáticas das linhas (Modo Operação e Sobrevivência) como um percentual da tensão de ruptura das mesmas; 2) Máximo offset estático da plataforma e o modo ambiental correspondente (Operação ou Sobrevivência); e 3) O grau correspondente ao(s) segmento(s) que compõem as linhas de ancoragem. Neste modo de execução, um comprimento padrão é assumido para as linhas de ancoragem, como função da lâmina d'água na locação e da composição da linha, baseado na

experiência da Petrobrás em projetos de ancoragem passados. Apresentamos abaixo as relações utilizadas para a estimativa do comprimento total da linha de ancoragem :

Apenas amarra :

$$\text{se } ((LDA > 0) \text{ e } (LDA \leq 200)) \quad \text{comprim.} = 400 + (4 * LDA)$$

$$\text{se } ((LDA > 200) \text{ e } (LDA \leq 600)) \quad \text{comprim.} = 800 + (2 * LDA)$$

$$\text{se } (LDA > 600) \quad \text{comprim.} = 1400 + (1 * LDA)$$

Apenas cabo de aço :

$$\text{se } ((LDA > 0) \text{ e } (LDA \leq 200)) \quad \text{comprim.} = 800 + (6 * LDA)$$

$$\text{se } ((LDA > 200) \text{ e } (LDA \leq 600)) \quad \text{comprim.} = 1200 + (4 * LDA)$$

$$\text{se } (LDA > 600) \quad \text{comprim.} = 1800 + (3 * LDA)$$

Cabo no trecho superior e amarra no inferior :

$$\text{se } ((LDA > 0) \text{ e } (LDA \leq 200)) \quad \text{comprim. total} = 400 + (4.5 * LDA)$$

$$\text{se } ((LDA > 200) \text{ e } (LDA \leq 600)) \quad \text{comprim. total} = 700 + (3 * LDA)$$

$$\text{se } (LDA > 600) \quad \text{comprim. total} = 1600 + (1.5 * LDA)$$

Amarra no trecho superior e cabo no inferior :

$$\text{se } ((LDA > 0) \text{ e } (LDA \leq 200)) \quad \text{comprim. total} = 400 + (6 * LDA)$$

$$\text{se } ((LDA > 200) \text{ e } (LDA \leq 600)) \quad \text{comprim. total} = 700 + (4.5 * LDA)$$

$$\text{se } (LDA > 600) \quad \text{comprim. total} = 1600 + (3 * LDA)$$

Amarra no superior + cabo de aço intermediário + amarra no inferior :

$$\text{se } (LDA < 500) \quad \text{comprim. amarra fundo} = 600 + LDA$$

$$\text{se } (LDA \geq 500) \quad \text{comprim. amarra fundo} = 1100 + ((LDA - 500)/2)$$

No caso particular de linha de ancoragem de composição mista, o programa calcula automaticamente o comprimento do cabo de aço intermediário de tal forma a não

permitir o toque do mesmo — linhas a sotavento — no solo marinho para um dado modo ambiental (Operação ou Sobrevivência). Na segunda forma de execução, denominada de modo de verificação, o programa permite checar as características de manutenção do posicionamento da unidade semi-submersível quando suas linhas de ancoragem já existem. Neste caso, o usuário deverá fornecer os parâmetros relacionados à definição física das linhas de amarração.

A otimização da pré-tensão das linhas de ancoragem

Para cada composição assumida para as linhas de ancoragem, existe uma pré-tensão de referência (ótima) que obedece à exigência referente ao máximo "offset" da plataforma para um dado modo ambiental. A pré-tensão de referência significa uma mesma pré-tensão para todas as linhas de ancoragem independentemente se o sistema está balanceado. Caso nós tenhamos, por exemplo, uma distribuição desordenada com respeito ao posicionamento dos "fairleads", o programa adotará diferentes pré-tensões para cada linha de amarração de tal forma que o somatório de forças e momentos seja igual a zero na Condição Neutra — carga ambiental inexistente — da plataforma . Basicamente, a filosofia de otimização da pré-tensão está relacionada ao método de convergência de Newton-Raphson apresentado na Fig. 18.

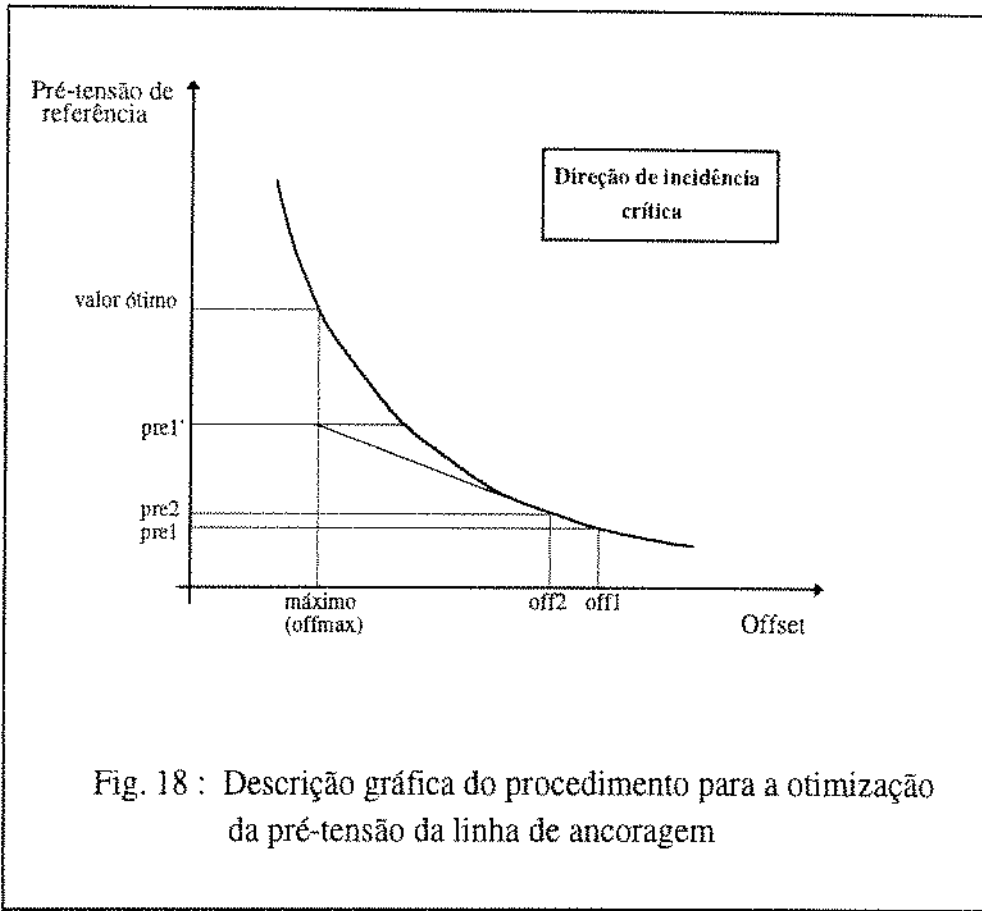


Fig. 18 : Descrição gráfica do procedimento para a otimização da pré-tensão da linha de ancoragem

É óbvio que o procedimento de convergência mostrado é levado a cabo para a direção crítica de incidência, ié, a direção ambiental para a qual a força incidente causa o máximo "offset". Para valores superiores ao da pré-tensão de referência e para a direção de incidência crítica, a plataforma atingirá um "offset" de equilíbrio inferior ao valor máximo adotado. Já para valores inferiores, a plataforma atingirá um "offset" de equilíbrio superior ao máximo valor considerado. O valor ótimo da pré-tensão seria aquele que permitisse à plataforma atingir o valor máximo de "offset" com uma tolerância inferior a 0.1m. Baseados na Fig. 18, pode ser observado que para qualquer iteração temos :

$$pre1' = pre1 + \left[(pre2 - pre1) \times \left(\frac{(off1 - offmax)}{(off1 - off2)} \right) \right] \quad (3.7)$$

Por fim, após algumas iterações, a pré-tensão ótima é obtida.

A escolha da composição ótima das linhas de ancoragem

Quando executado no modo automático, o programa realiza um procedimento de busca no sentido de encontrar a linha de ancoragem de composição mais leve (menor custo) que obedece às recomendações da norma adotada no que concerne às máximas tensões. Este procedimento se inicia com o primeiro valor disponível — menor diâmetro — no(s) arquivo(s) de dados de amarra e cabo de aço e prossegue até que seja obtido sucesso na procura. A composição das linhas de ancoragem para a iteração corrente dependerá dos resultados das máximas tensões encontrados na iteração anterior. Pode ser imaginado, por exemplo, que os resultados para uma dada iteração são como abaixo :

Requerimentos :

Tensão estática máxima no Modo Operacional : 33 % Tbr

Tensão estática máxima no Modo de Sobrevivência : 50 % Tbr

Dados da linha de ancoragem :

Amarra 76 mm grau ORQ Tbr = 4621 kN

Resultados a partir do programa PROJETO :

Tensão de topo estática máxima no Modo Operação : 2500 kN (p/ uma dada incidência)

Tensão de topo estática máxima no Modo Sobrevivência : 3500 kN (p/ uma dada incidência)

Portanto,

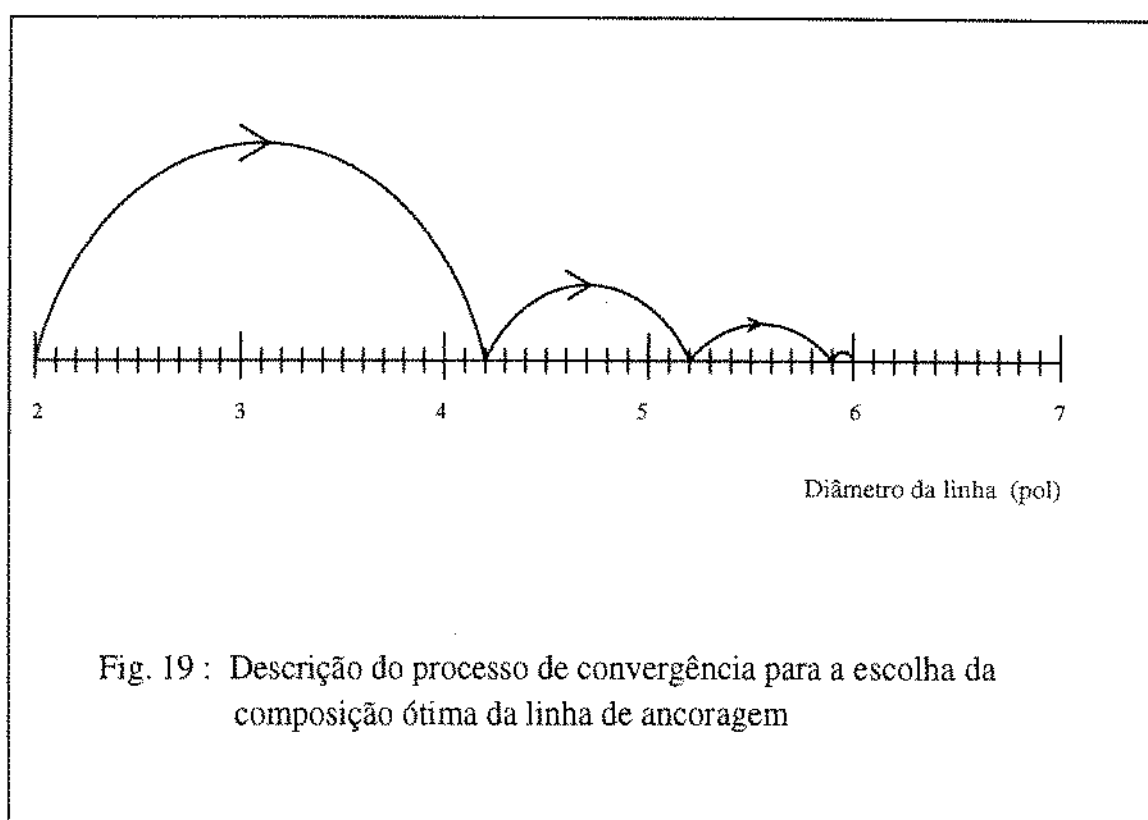
Fatores de segurança de tensão : Modo Operação — $2500/4621 = 54,1 \%$ Tbr

Modo Sobrevivência — $3500/4621 = 75,7 \%$ Tbr

Tensão de ruptura requerida :

Valor Máximo $(2500/0.33 ; 3500/0.50) = 7575 \text{ kN}$

Conhecido o valor da tensão de ruptura requerida, o próximo passo é encontrar o novo diâmetro, com o mesmo grau, que possui uma tensão de ruptura ligeiramente superior ao valor requerido. Esta procura é realizada automaticamente dentro dos arquivos de dados citados anteriormente. Mas, como nós temos linhas de ancoragem mais pesadas e rígidas quando aumentamos o diâmetro da linha, não é certo acharmos a solução final para esta nova composição. A Fig. 19 descreve de forma ilustrativa o caminho seguido pelo sistema na procura da composição ótima. Deve ser observado, a partir desta figura, que existem "saltos de convergência" que permitem economizar o tempo de processamento ao invés do procedimento de busca "passo a passo".

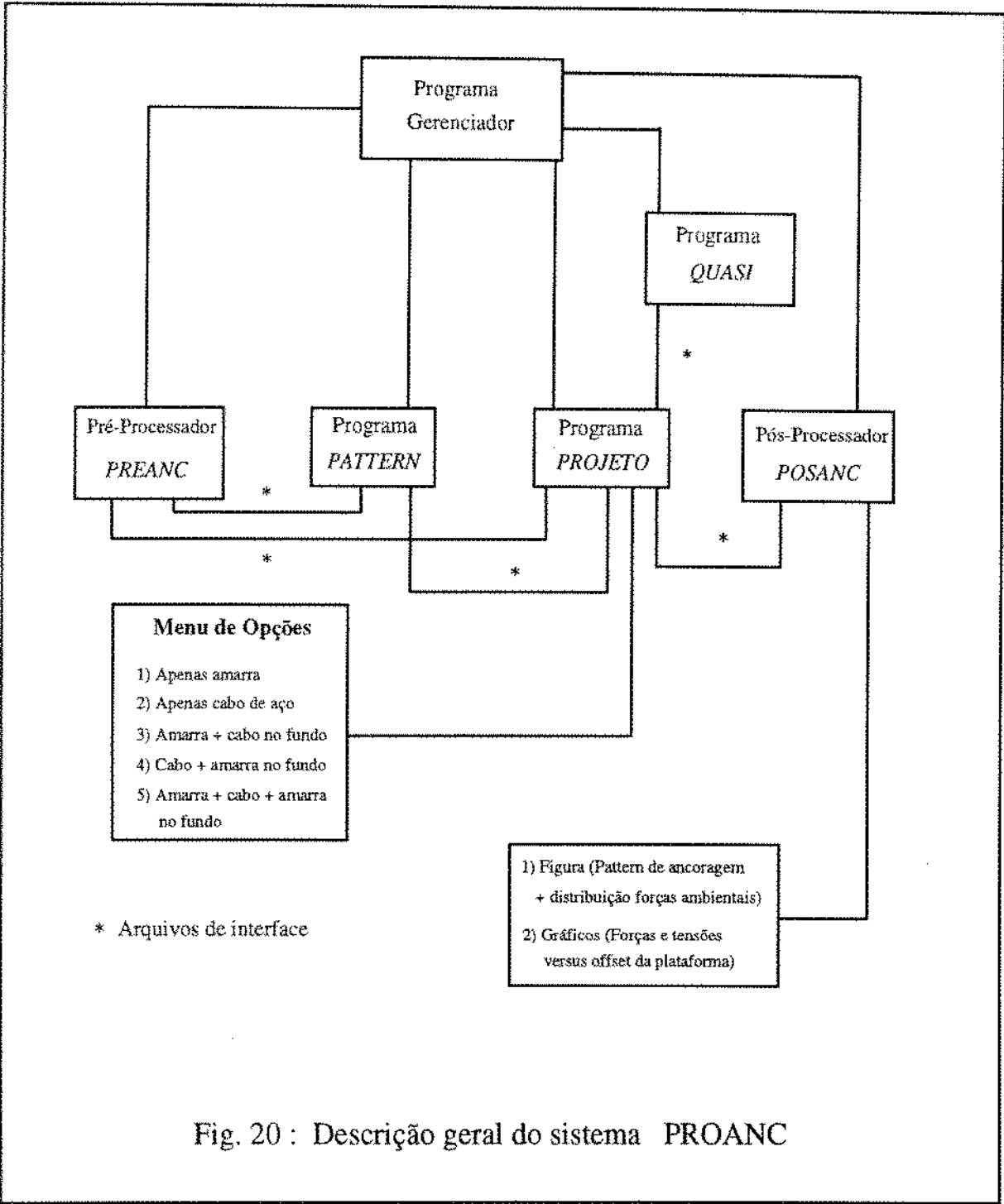


CAPÍTULO 4

DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROANC

4.1 - AUTOMATIZAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

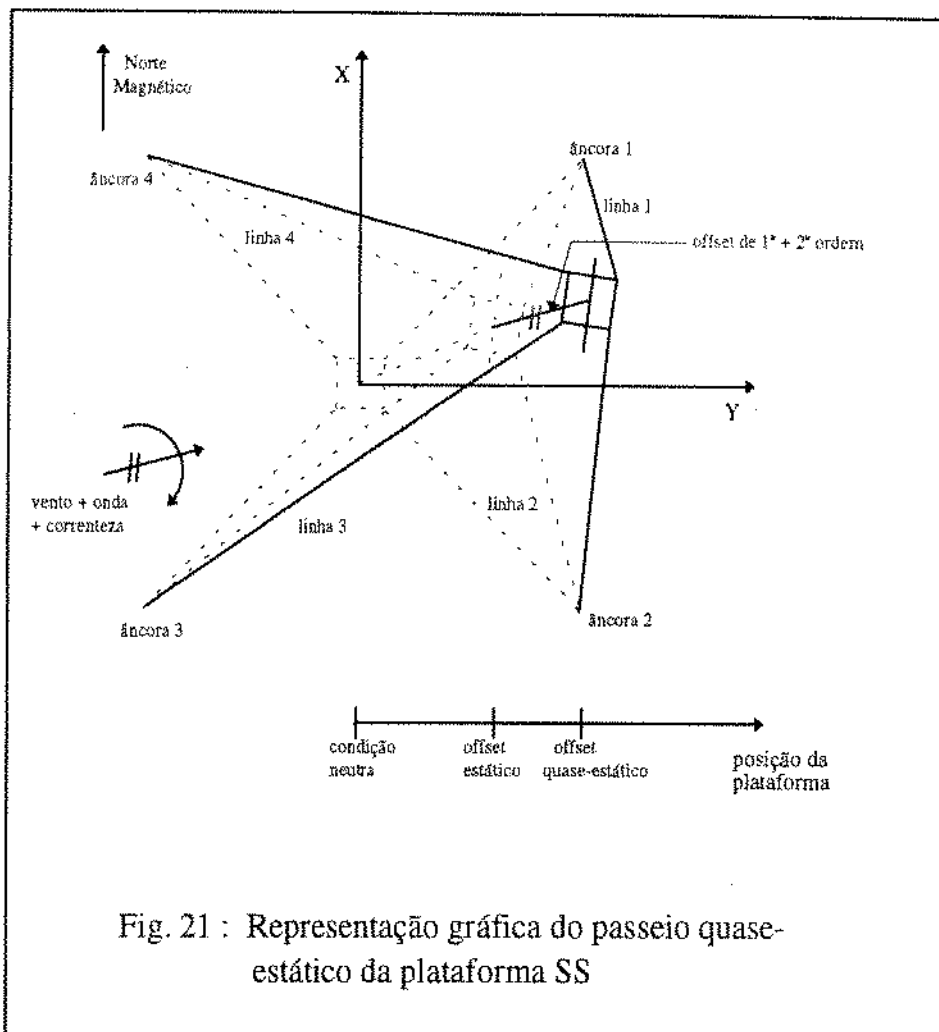
A união de todas as filosofias de otimização descritas anteriormente gerou o sistema inteligente denominado PROANC que permite o projeto do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis de uma forma rápida e efetiva. Por motivo de simplificação, o sistema considera apenas : 1) análise quase-estática para arranjo de linhas intacto; e 2) um "approach" co-linear para a incidência das variáveis ambientais. O sistema, descrito de forma simplificada na Fig. 20, foi desenvolvido na linguagem científica **Turbo C** e é composto por um programa gerenciador ligado através de um menu recorrente às seguintes estruturas básicas : 1) Um Pré-Processador; 2) Três programas de cálculo; e 3) Um Pós-Processador.



O Pré-Processador — PREANC — permite introduzir de uma forma amigável os dados relacionados às dimensões e coeficientes viscosos da plataforma semi-submersível assim como os parâmetros ambientais — velocidade de correnteza, velocidade de vento e altura significativa de onda — e suas direções de incidência. O primeiro programa de cálculo — PATTERN — convive com a melhor configuração geométrica das linhas de ancoragem da

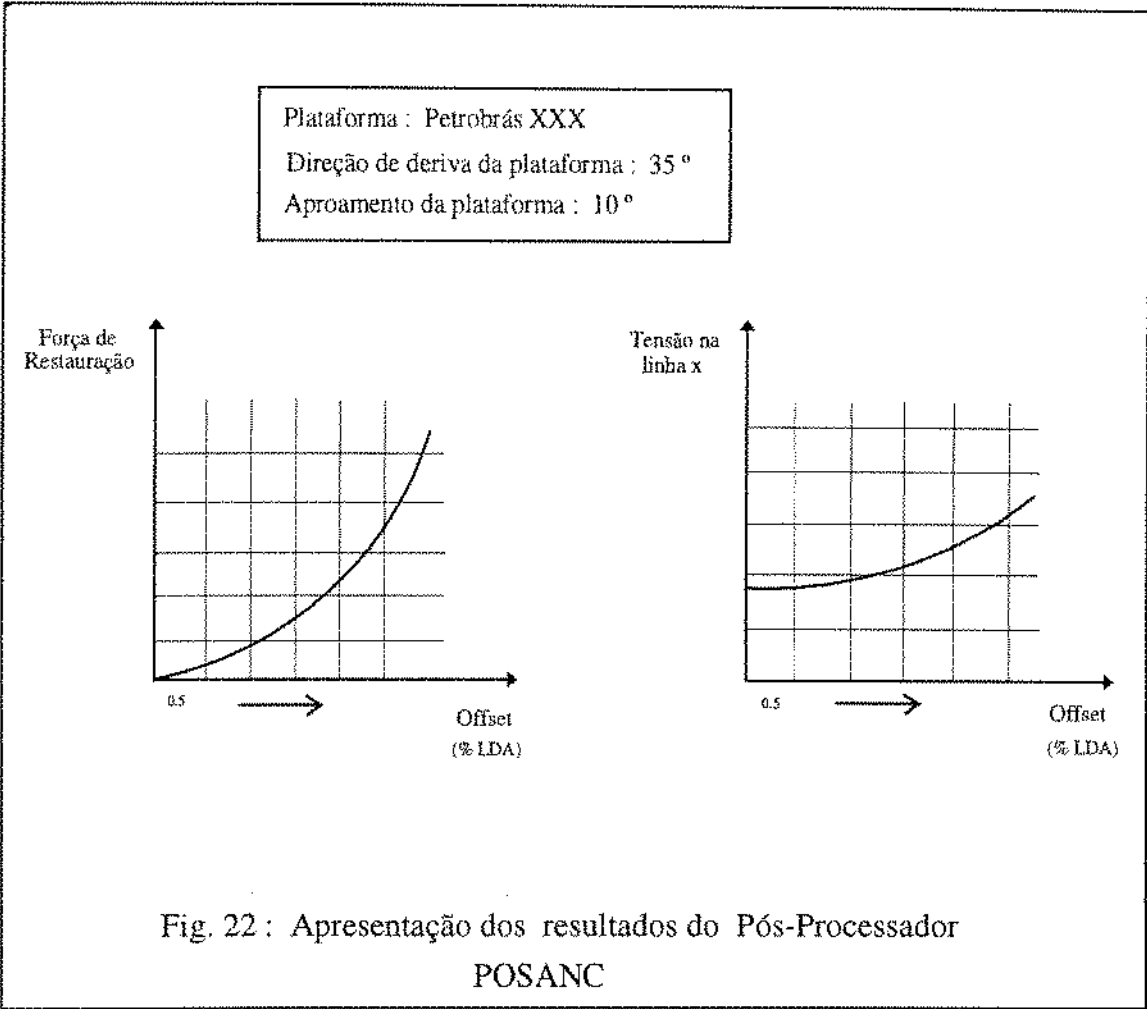
plataforma SS. Primeiramente, ele apresenta ao usuário o aproamento ótimo da unidade flutuante segundo os seguintes critérios : 1) Energia ambiental incidente mínima; e 2) Menor valor da máxima força ambiental incidente. Através deste programa é possível o cálculo do(s) "pattern(s)" de ancoragem otimizado(s) para uma faixa de aproamentos baseado no princípio de uma mesma energia ambiental incidente entre linhas de amarração adjacentes.

O segundo programa de cálculo — PROJETO — permite a definição da composição ótima das linhas de ancoragem em um modo automático. Ele interage com arquivo de dados de amarra e cabo de aço que contém as principais características da linha para diâmetros variando de 2 pol até 7 pol. Desta forma, o programa executa um procedimento de busca baseado em rotinas de convergência tradicionalmente utilizadas, tais como o método de Newton-Raphson, com o objetivo de encontrar a pré-tensão e composição ótimas das linhas de amarração. Deve ser notado que os resultados finais dependerão das premissas — tensões e "offsets" estáticos máximos para os Modos Operação e Sobrevivência — fornecidas pelo usuário no início da sessão. Além disso, este programa considera que as linhas de ancoragem poderão ser compostas de até três segmentos elásticos distintos. O terceiro programa de cálculo — QUASI — realiza a análise quase-estática para o sistema previamente dimensionado no módulo PROJETO (Fig. 21). Neste caso, o usuário deverá fornecer ao programa as amplitudes dos deslocamentos dinâmicos globais da plataforma SS — movimentos de 1ª e 2ª ordem — para cada direção de incidência analisada. Além disso, considera-se que a plataforma será deslocada paralelamente à direção de incidência ambiental sem variação de seu aproamento de equilíbrio estático.



O Pós-Processador — POSANC — permite representar em uma única figura a configuração — aproamento e "pattern" de ancoragem — e a distribuição das cargas ambientais incidentes em torno da plataforma semi-submersível. Este mesmo programa também apresenta, para uma dada direção de deriva da plataforma, os gráficos de rigidez do sistema de ancoragem, e tensão no topo de qualquer linha que componha o sistema, versus o "offset" da plataforma SS (Fig. 22). Neste caso, são dados "steps" de deslocamento da unidade iguais a 0.5 % do valor da lâmina d'água na locação, mantendo o aproamento da plataforma constante, e são avaliadas as tensões nas linhas de ancoragem através de rotinas de catenária. O valor da força de restauração, para cada "step", corresponde ao somatório das projeções das tensões horizontais de cada linha de ancoragem na direção que a plataforma está derivando.

Deve ser observado que para a utilização do pós-processador é necessário que tenhamos o sistema de ancoragem da plataforma já dimensionado através do módulo PROJETO.



4.2 - VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Com o objetivo de validar os resultados fornecidos pelo sistema PROANC, o primeiro passo foi adotar uma plataforma representativa. Nossa escolha recaiu sobre o projeto GVA 4500 [17], o qual se refere a duas plataformas semi-submersíveis estacionárias responsáveis pela produção do campo de Marlim localizado na região do talude da Bacia de Campos (lâmina d'água profunda). Baseados nos coeficientes viscosos de arraste, os quais foram estimados a partir de ensaios com modelo reduzido em túnel de vento, assim bem como

nos parâmetros ambientais derivados da Bacia de Campos [18], foi possível o cálculo das forças ambientais incidentes para qualquer aproamento adotado. Inicialmente foram validados os resultados referentes à otimização do aproamento da plataforma e de seu(s) "pattern(s)" de ancoragem. Devido à inexistência na literatura de trabalhos similares, ou ainda devido à impossibilidade de efetuarmos ensaios experimentais com modelo reduzido, apenas foi possível efetuarmos manualmente um acompanhamento "passo a passo" do procedimento de cálculo, comparando o resultado final com o resultado do programa de cálculo analítico PATTERN.

Para a validação do programa PROJETO, primeiramente foi realizada a comparação dos resultados entre o programa comercial denominado CATCON [19] e as rotinas para cálculo de catenária desenvolvidas. A Tabela 1 apresenta os resultados encontrados para profundidades e composições distintas da linha de ancoragem. Em ambos os programas, a catenária foi definida a partir de um valor fixo da tensão horizontal de superfície da linha. Deve ser ressaltado que o programa CATCON só permite o cálculo da catenária inelástica para fundo marinho plano. Por essa razão, nas rotinas do programa PROJETO foi assumida para o(s) segmento(s) da linha uma rigidez elástica tendendo para infinito. Conforme pode ser constatado, a diferença encontrada entre os dois programas de cálculo pode ser considerada desprezível.

	APENAS AMARRA		CABO DE AÇO SUP. + AMARRA		AMARRA + CABO + AMARRA FUNDO	
Profundidade (m)	200		500		1000	
Comprimento (m)	800		500 + 700		200 + 1200 + 1300	
Peso linear (kN/m)	1.10		0.25 / 1.0		1.0 / 0.30 / 1.20	
	CATCON	PROANC	CATCON	PROANC	CATCON	PROANC
Tensão horizontal superfície (kN)	1000.00	1000.00	1500.00	1500.00	2000.00	2000.00
Tensão total superfície (kN)	1220.01	1220.01	1811.05	1811.05	2596.04	2596.05
Comprimento apoiado fundo (m)	164.67	164.68	0.00 (*)	0.00 (*)	387.39	387.39
Projeção horiz. catenária (m)	592.49	592.48	1077.29	1077.28	2041.85	2041.85
Projeção vertical catenária (m)	200.00	200.00	500.00	500.00	1000.00	1000.00

(*) Modo vertical de operação da linha de ancoragem (retesada)

Tabela 1 : Validação dos algoritmos para a solução estática de uma
linha de ancoragem de composição arbitrária

No que diz respeito à validação da rotina de equilíbrio no plano, comparou-se — para diferentes profundidades e composições da linha de ancoragem — os resultados do programa PROJETO com os do programa comercial para projeto de sistemas de ancoragem de plataformas SS denominado DMOOR [20]. Deve ser observado que o programa PROJETO, diferentemente do programa DMOOR, permite a otimização da composição das linhas de ancoragem da plataforma de acordo com as premissas para máxima tensão e "offset" pré- estabelecidos. Desta forma, inicialmente foi realizado o dimensionamento dos sistemas

de ancoragem através do programa PROJETO, sendo seus resultados usados como "inputs" para a verificação do equilíbrio através do programa DMOOR. A Tabela 2 apresenta as premissas adotadas para cada composição de linha de ancoragem adotada. A Tabela 3 mostra os resultados para tensões e "offsets" estáticos obtidos através dos dois programas de cálculo. Basicamente uma pequena diferença foi encontrada para tensões — erro médio relativo de 0.1 % — e offsets da plataforma — erro médio relativo de 1.5 % — entre os dois programas. Esta ligeira discrepância pode ser explicada pelas diferentes abordagens adotadas para a elongação da linha de amarração.

	Apenas amarra	Apenas cabo de aço	Cabo sup. + amarra fundo	Amarra + cabo de aço fundo	Amarra + cabo de aço + amarra de fundo
Profundidade (m)	200	400	500	600	1000
Aproamento (graus)	20	30	0	40	10
Pattern de ancoragem (graus)	30° / 65° . Simétrico	20° / 55° .. Simétrico	35° / 70 ° . Simétrico	25° / 60° . Simétrico	27° / 58° .. Simétrico
Talude (graus)	0 fundo plano	0 fundo plano	0 fundo plano	0 fundo plano	0 fundo plano
Tensão máxima Operação (% Tbr)	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
Tensão máxima Sobrev. (% Tbr)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Offset máximo (% LDA)	10.0 Sobrevivência	6.0 Operação	8.0 Operação	12.0 Sobrevivência	15.0 Sobrevivência

Tabela 2 : Premissas adotadas para a validação da rotina de
de equilíbrio do sistema PROANC

	Apenas amarra		Apenas cabo de aço		Cabo sup. + amarra fundo		Amarra + cabo de aço fundo		Amarra + cabo de aço + amarra de fundo	
Composição ótima das linhas de ancoragem	amarra 90mm grau ORQ		cabo 96 mm grau EIPS		cabo 87 mm SPIRAL amarra 84 mm ORQ + 10%		amarra 78 mm grau 4 cabo 103 mm grau EIPS		amarra 76 mm ORQ + 20% cabo 96mm grau EIPS amarra 81 mm grau 3	
Comprimento das linhas de ancoragem (m)	1200.0		2800.0		cabo 1000.0 amarra 1200.0		amarra 200.0 cabo 3200.0		amarra 200.0 cabo 1173.3 amarra 1350.0	
Pré-tensão ótima das linhas (kN)	1359.1		809.2		566.4		1238.5		892.7	
	DMOOR	PROJE TO	DMOOR	PROJE TO	DMOOR	PROJE TO	DMOOR	PROJE TO	DMOOR	PROJE TO
Raio de ancoragem (m)	1152.9	1154.1	2723.8	2724.4	2052.8	2053.3	3266.9	3268.9	2313.7	2318.3
Offset máximo Operação (m)	9.07	8.83	24.05	24.01	41.34	40.03	33.5	33.0	70.07	69.33
Offset máximo Sobreviv. (m)	20.44	20.00	55.92	56.02	73.26	72.53	72.65	72.04	151.76	150.01
Tensão mínima Operação (kN)	1048.4	1046.9	533.75	533.12	373.8	375.6	941.1	938.0	664.03	663.42
Tensão máxima Operação (kN)	1862.3	1861.9	1370.8	1370.2	1374.6	1377.9	1779.5	1779.1	1400.6	1399.1
Tensão mínima Sobreviv. (kN)	804.0	802.0	364.32	363.57	307.7	308.1	742.1	735.8	569.0	566.2
Tensão máxima Sobreviv. (kN)	3009.6	3005.7	2867.2	2861.8	3031.4	3036.8	3048.2	3043.4	2617.6	2613.4

Tabela 3 : Validação da rotina de equilíbrio utilizada no sistema
PROANC

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 - O POTENCIAL DO SISTEMA PROANC COMO FERRAMENTA DE PROJETO

A mesma plataforma semi-submersível — projeto GVA 4500 — utilizada para a validação dos resultados do sistema PROANC foi adotada para a realização de um estudo paramétrico variando a lâmina d'água na locação de 100m até 2000m. Para cada profundidade analisada, foi dimensionado o sistema de ancoragem ótimo da plataforma com o auxílio da ferramenta de projeto PROANC. Inicialmente foi otimizado o aproamento e o "pattern" de ancoragem da plataforma através do programa PATTERN. O aproamento assumido como ótimo corresponde àquele fornecido pelo critério do menor valor da força externa máxima. Um "pattern" simétrico composto de 8 linhas de ancoragem foi adotado para o aproamento ótimo da plataforma. A Tabela 4 apresenta o "pattern" de ancoragem otimizado da plataforma e a Tabela 5 mostra o carregamento ambiental como função da direção de incidência ambiental (de onde vem a variável). Deve ser observado que o mesmo aproamento e "pattern" de ancoragem foi considerado para todas as profundidades analisadas.

Aproamento ótimo da plataforma : 10°

Número da linha	Ângulo da linha (graus) (*)
1	19
2	59
3	121
4	161
5	199
6	239
7	301
8	341

(*) medido a partir da proa da plataforma no sentido horário

Tabela 4 : "Pattern" de ancoragem otimizado para as análises paramétricas

Direção (*) (graus)	Carga Modo Operação (kN)	Carga Modo Sobreviv. (kN)
10	1456	3734
32.5	1416	3799
55	1283	3797
77.5	897	2591
100	606	1706

(*) medido a partir do Norte magnético no sentido horário

Tabela 5 : Carregamento ambiental externo (simétrico) para as análises paramétricas

Com o objetivo de avaliar o potencial do sistema PROANC, as seguintes composições foram assumidas para as linhas de ancoragem : 1) Apenas amarra grau ORQ + 20% ; 2) Apenas cabo de aço grau EIPS ; 3) Combinação amarra de superfície grau 4 + Cabo de aço intermediário Spiral Strand + Amarra de fundo fundo grau ORQ — composição mista —. Além disso, as premissas a seguir foram também assumidas com o objetivo de permitir a utilização do sistema PROANC :

- Tensão estática máxima no Modo Operação : 33% Tbr*
- Tensão estática máxima no Modo de Sobrevivência : 50% Tbr*
- "Offset" estático máximo : 15% LDA para o Modo de Sobrevivência.*
- Comprimento da amarra de superfície para a opção composição mista : 200m*

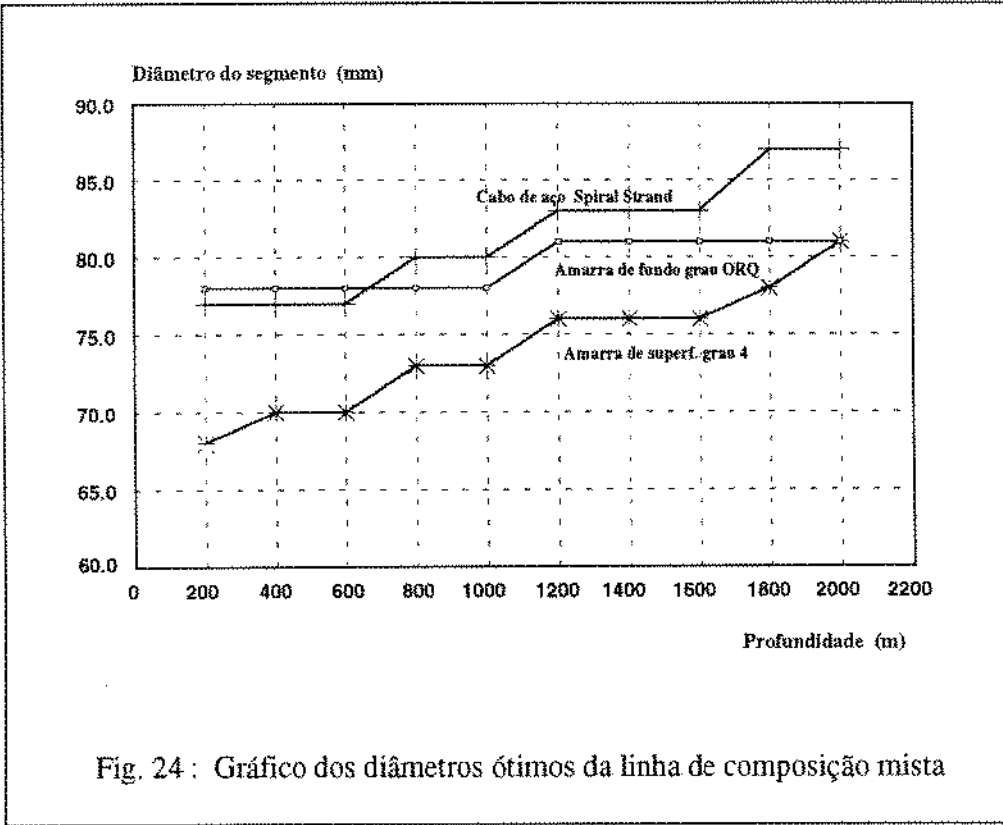
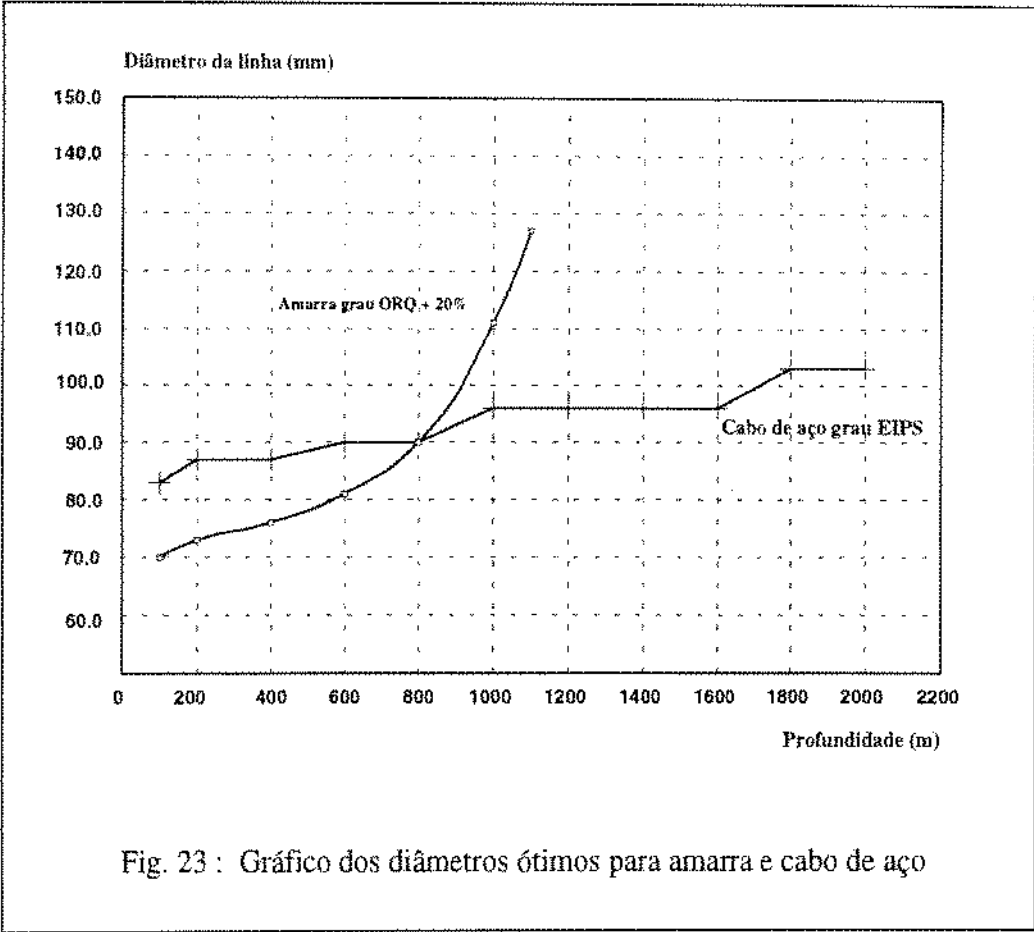
No caso particular de linha de composição mista, o comprimento de cabo de aço intermediário foi também automaticamente otimizado de tal forma que ele nunca pudesse tocar o fundo marinho para a condição ambiental de sobrevivência — linhas de ancoragem a sotavento —. A Tabela 6 revela o tempo médio de processamento (PC DX2-486 50 MHz) gasto na utilização do programa PROJETO visando o dimensionamento dos sistemas de ancoragem da plataforma SS para as várias lâminas d'água. .

Composição da linha	Tempo médio (s)
Apenas amarra grau ORQ + 20%	34
Apenas cabo de aço Spiral Strand	28
Composição mista	910

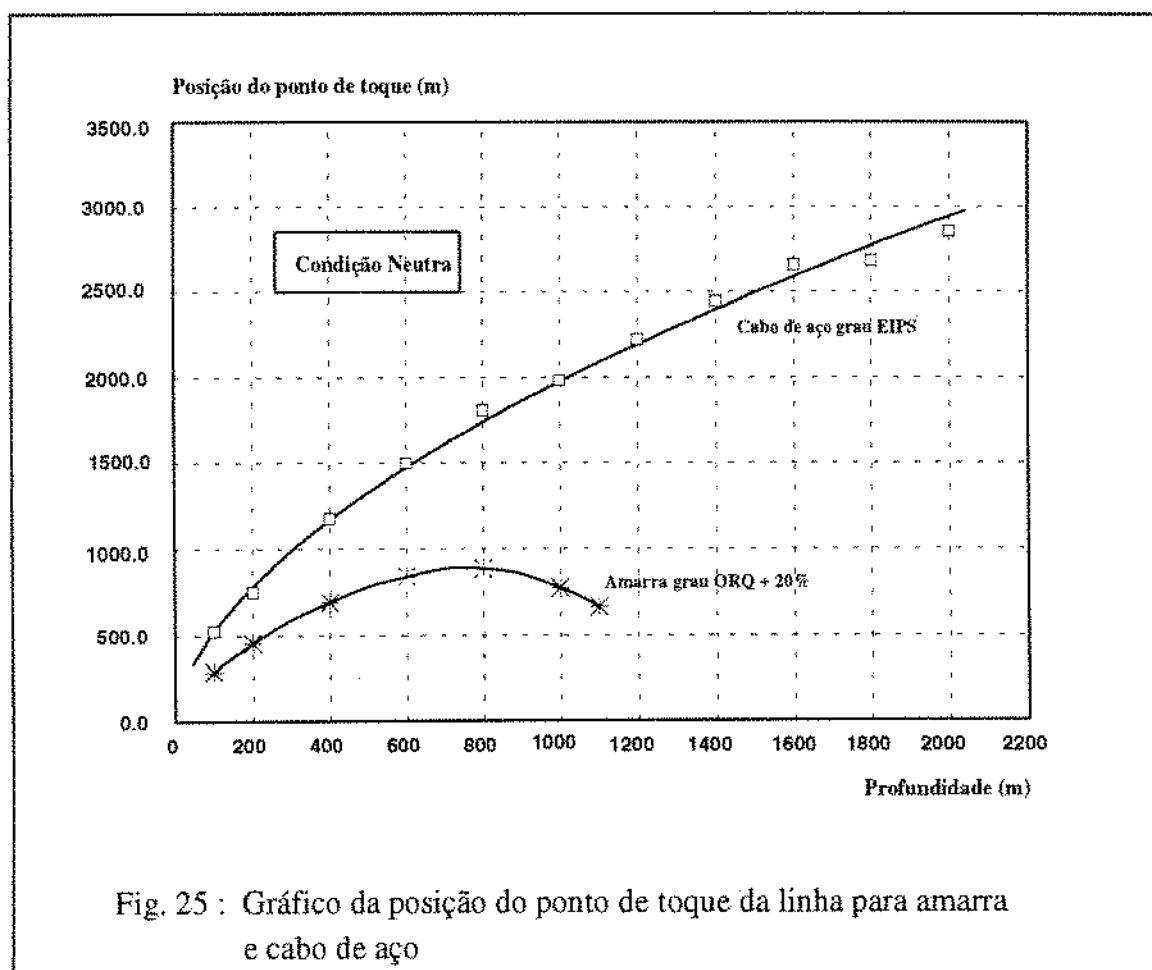
Tabela 6 : Tempo médio de processamento

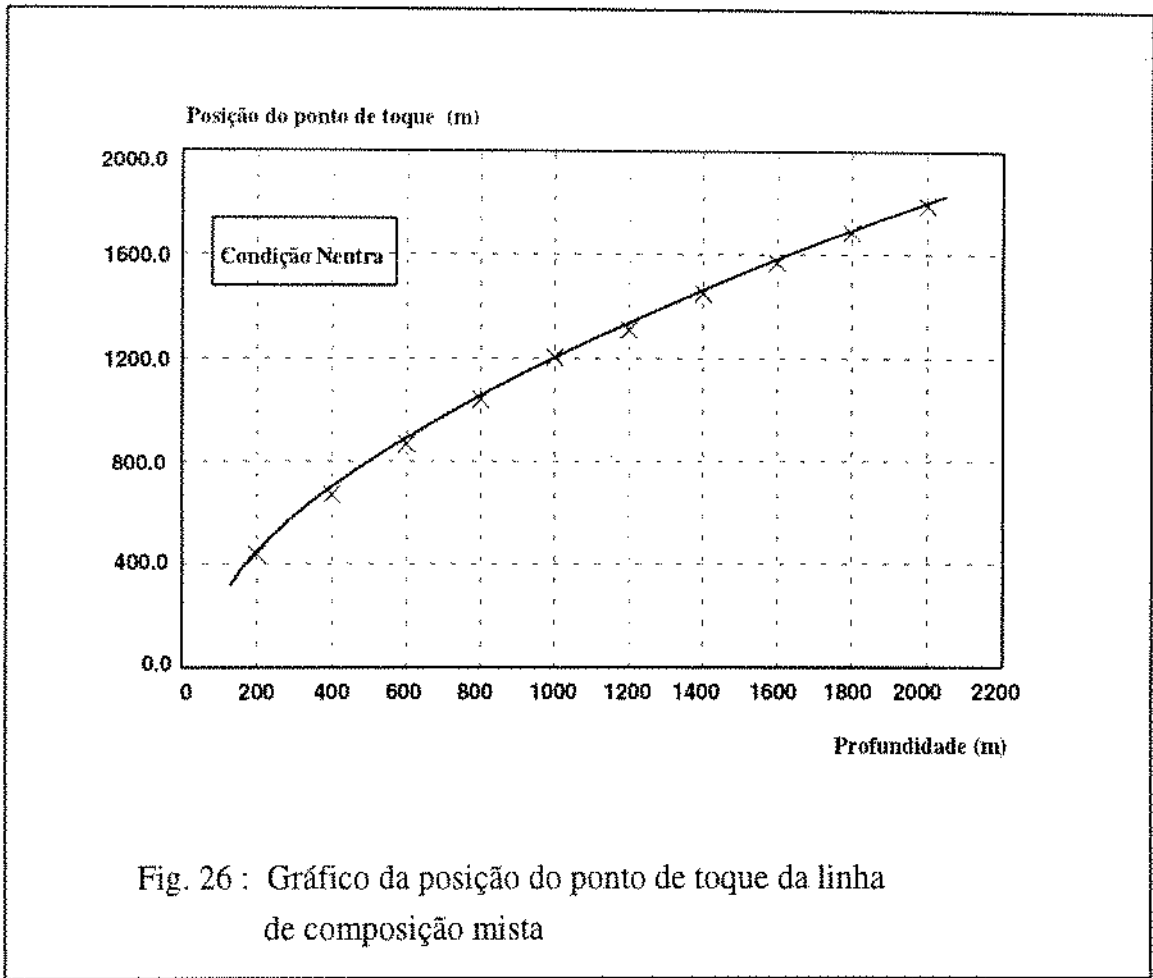
Deve ser ressaltado que a opção linha de amarração de composição mista foi penalizada pelo motivo de que três diferentes tipos de otimização são levadas a cabo, a saber : pré-tensão da linha; composição (diâmetros); e o comprimento de cabo de aço intermediário. Desta forma, o tempo médio dispendido nesta opção foi consideravelmente maior do que as outras duas (composição única) onde apenas a pré-tensão e a composição das linhas foram otimizadas. As Figs. 23 a 31 apresentam na forma gráfica os principais resultados do estudo paramétrico. Em referência a esses gráficos, as seguintes observações devem ser feitas :

— De acordo com a Fig. 23, não existe solução para a linha de ancoragem composta apenas por amarra grau ORQ + 20% em lâminas d'água superiores a 1100m. A partir desta profundidade, e para as premissas estabelecidas, a solução estaria além do limite estabelecido como máximo pelos fabricantes de amarra (diâmetro comercial de 7 pol). Outro detalhe que pode ser observado na Fig. 23 é a forma mais suave de crescimento do diâmetro do cabo de aço com o aumento da profundidade quando comparado ao comportamento da amarra. Basicamente isto ocorre pelo fato da amarra ser bem mais pesada do que o cabo de aço e, como temos um comprimento suspenso em catenária da linha de ancoragem crescente com o aumento da profundidade, a componente vertical da tensão na linha acaba penalizando a composição composta apenas por amarra para grandes lâminas d'água. Para grandes profundidades, recomenda-se a utilização de linhas de composição combinada (Fig. 24) de tal forma que a maior parte do trecho em catenária seja composta por cabo de aço.



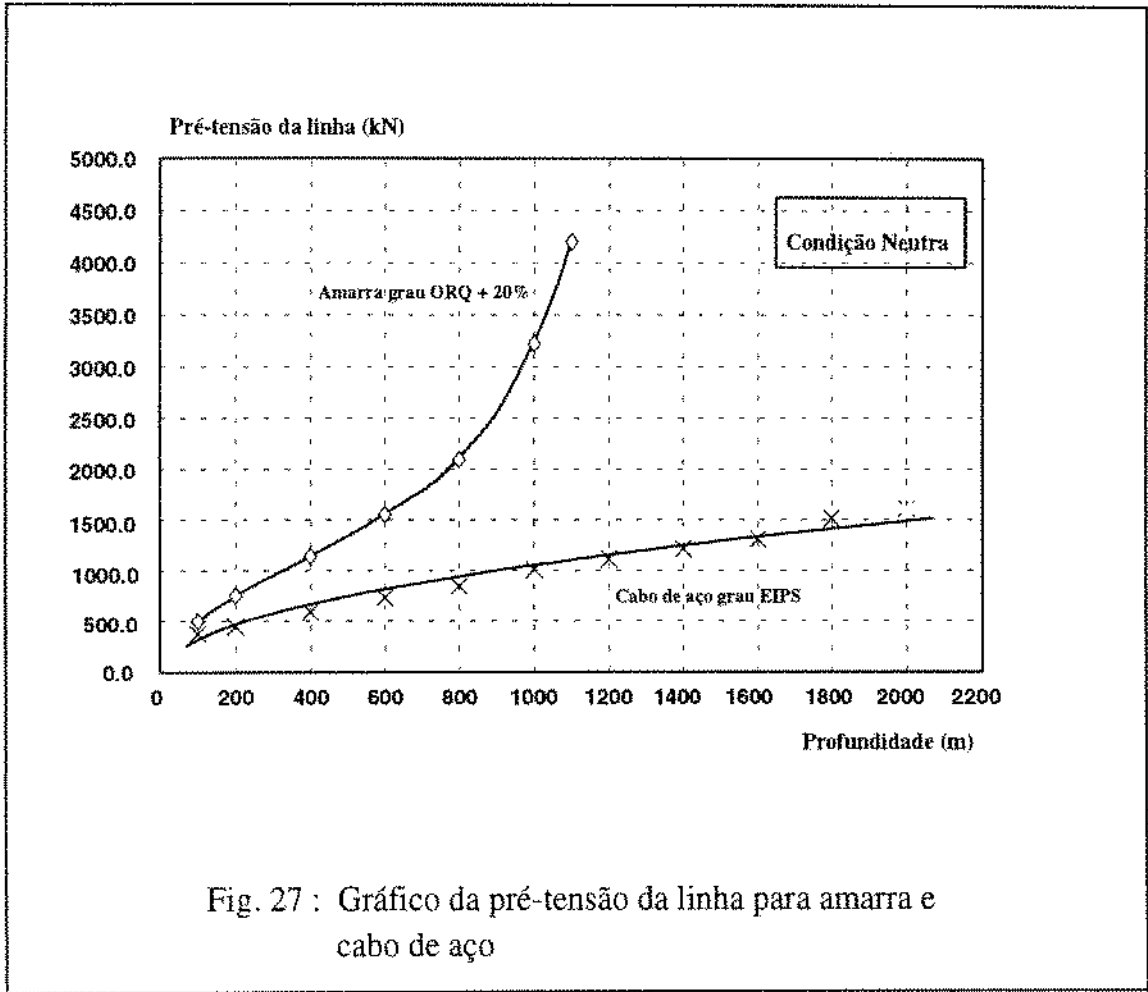
— A posição do ponto de toque das linhas de ancoragem corresponde à distância horizontal medida a partir do "fairlead" da plataforma para a Condição Neutra ambiental (nenhuma força ou momento agindo na plataforma). A Fig. 25 apresenta o gráfico da posição do ponto de toque da linha para composição única (amarra ou cabo). Pode ser observado nesta figura que a opção apenas cabo de aço acarreta num comprimento horizontal projetado da catenária da linha, e consequentemente num raio de ancoragem, maior do que a opção apenas amarra — pesos lineares distintos —. No caso da linha apenas composta por amarra, ocorre ainda uma redução da projeção horizontal da catenária devido ao crescimento exponencial do peso linear da mesma com o aumento da profundidade. No caso de linha de composição mista (Fig. 26), devido à presença tanto de amarra (fundo) como de cabo de aço, um comportamento intermediário às duas curvas da Fig. 25 é observado.





— A pré-tensão (Fig. 27 e Fig. 28) da linha de ancoragem corresponde ao valor de tensão inicial para a Condição Neutra ambiental. A tensão de topo estática máxima (Fig. 29 e Fig. 30) refere-se ao valor da linha mais tensionada considerando-se a incidência todas as cargas ambientais externas. A composição 1 — apenas amarra — conduziu a um comportamento exponencialmente crescente , devido ao seu peso linear, tanto da pré-tensão como das tensões estáticas quando nos dirigimos para grandes profundidades, ao passo que a composição 2 — apenas cabo de aço — teve um aumento suave para as tensões. Tanto para a pré-tensão como para as tensões estáticas o comportamento da composição 3 — mista — foi bem similar ao da composição 2 — apenas cabo de aço — . Isto ocorreu basicamente porque o peso da amarra de fundo (pesada), no caso de linha composição mista, é compensado por um maior comprimento de cabo de aço suspenso quando a plataforma deriva no caso de linha de composição 2. Deve ser observado que é

a componente horizontal de tensão quem fornece o caráter restituidor ao sistema. Desta forma, no caso de linhas extremamente pesadas (amarra), um valor alto de tensão total é requerido devido ao ângulo formado no topo da linha entre a catenária e a horizontal. Linhas mais leves, por gerarem ângulos menores com a horizontal, requerem tensões totais menores para uma mesma componente horizontal H .



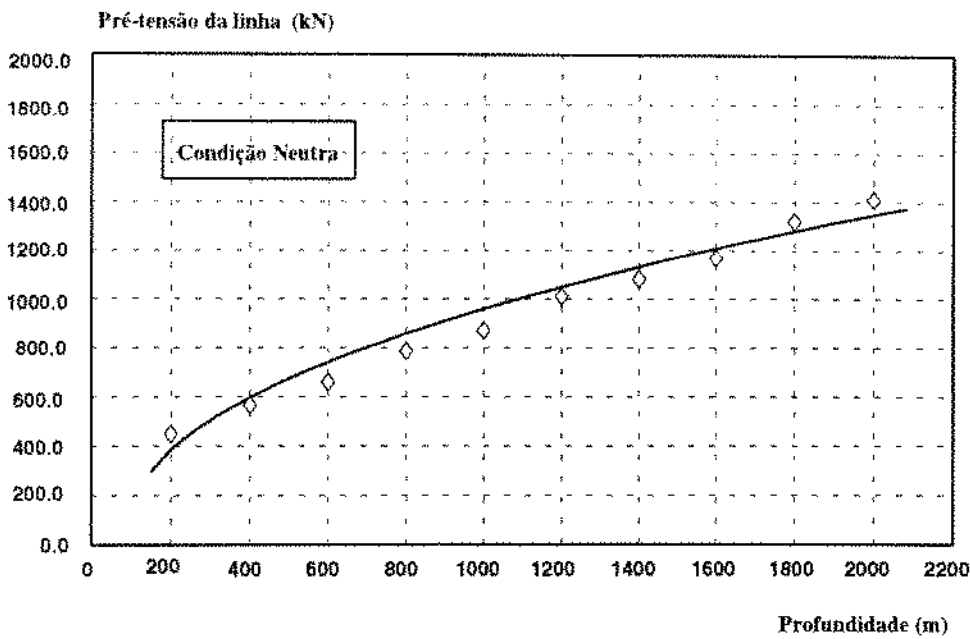


Fig. 28 : Gráfico da pré-tensão da linha de composição mista

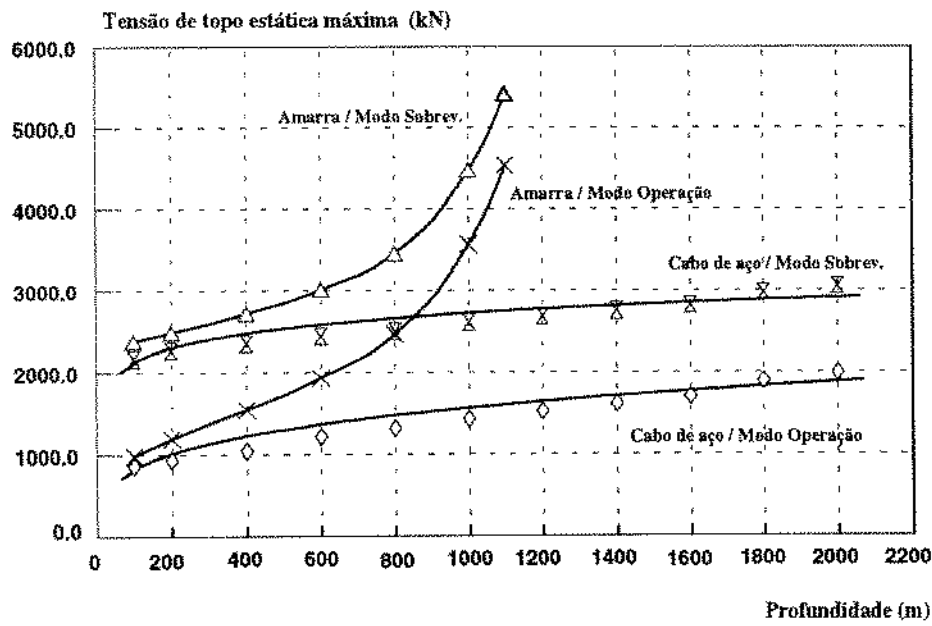


Fig. 29 : Gráfico da máxima tensão de topo da linha para amarra e cabo de aço

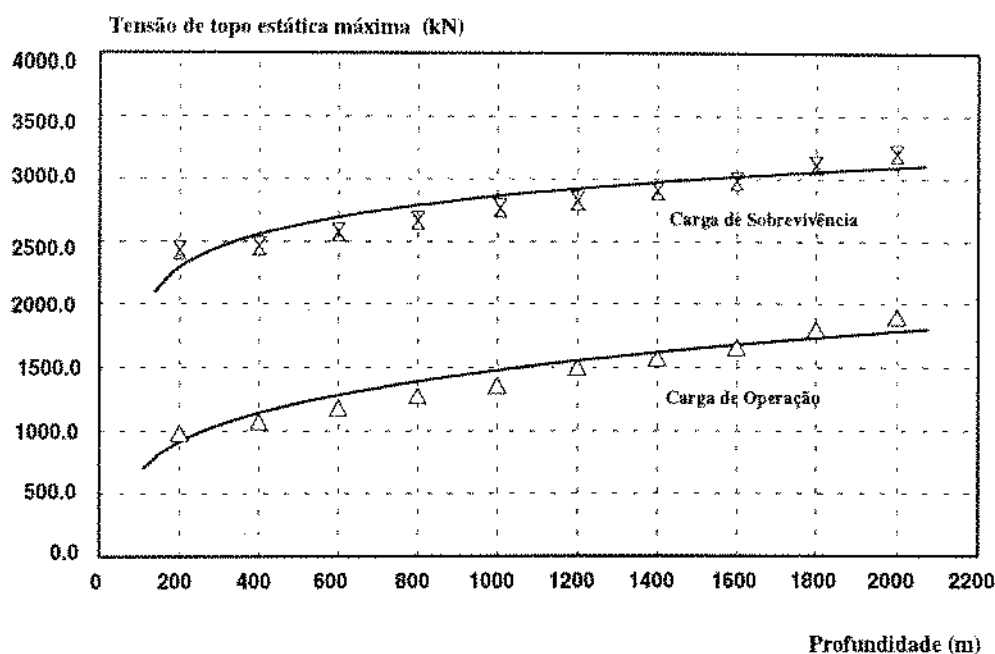


Fig. 30 : Gráfico da máxima tensão de topo da linha de composição mista

— A Fig. 31 apresenta o gráfico do comprimento ótimo do cabo de aço intermediário para a linha de composição mista. Estes comprimentos foram otimizados de forma tal que não houvesse o toque no solo marinho do cabo para qualquer carga ambiental de sobrevivência (Tab. 5). Isto significa dizer que para as condições ambientais acima às de sobrevivência, o cabo de aço referente às linhas de ancoragem localizadas a sotavento da incidência ambiental provavelmente tocará no leito marinho.

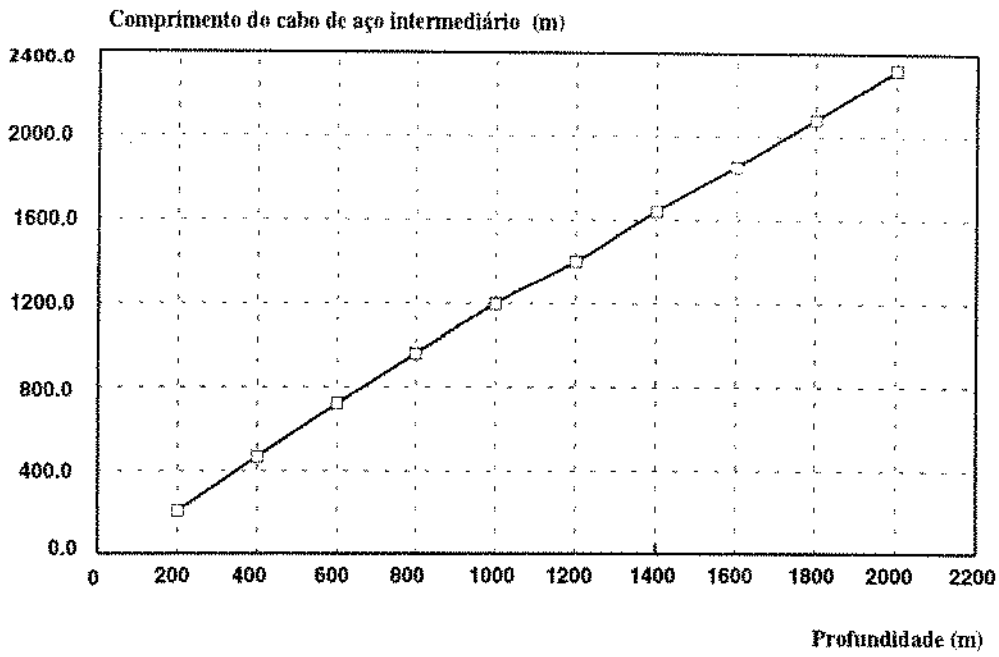


Fig. 31 : Gráfico do comprimento de cabo de aço intermediário para a linha de composição mista

— De uma forma geral, os resultados e o comportamento das curvas apresentadas são extremamente coerentes e estão de acordo com as experiências obtidas em projetos anteriores [15].

— Apesar dos resultados terem sido avaliados através de um procedimento de análise estática, os fatores de segurança de tensões podem ser calibrados com o objetivo de prever os fatores de amplificação dinâmica devido às forças de onda de 1ª e 2ª (baixa frequência) ordem.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente estudo tem indicado que é possível automatizar o projeto de sistemas de ancoragem de plataformas semi-submersíveis levando em consideração aspectos de otimização. De acordo com os resultados descritos nos capítulos anteriores, avaliamos o sistema PROANC como uma ferramenta de projeto extremamente atrativa e confiável, com aplicação direta em estudos de viabilidade técnico-econômica de campos de petróleo onde a utilização de plataformas semi-submersíveis é prevista. Os resultados quase-estáticos otimizados fornecidos de forma rápida e efetiva pelo sistema PROANC, podem ser usados em outros programas de cálculo que permitam a verificação dos "offsets" da plataforma e tensões na linha dinâmicos. O estudo paramétrico descrito anteriormente, realizado com o auxílio do sistema PROANC, permitiu-nos confirmar algumas hipóteses que eram até então apenas intuitivas, a saber : 1) A linha de ancoragem apenas composta por amarra é utilizada de forma eficiente para profundidades de até 400m ; 2) A linha de ancoragem composta unicamente por cabo de aço se mostrou viável para grandes lâminas d'água, mas com o agravante de acarretar raios de ancoragem extremamente extensos; 3) Para grandes profundidades (>400m) recomenda-se a utilização de linha de ancoragem de composição mista (cabo de aço intermediário) de tal forma que nem as tensões nem o raio de ancoragem da plataforma assumam valores muito elevados.

Com o objetivo de ampliar o potencial do sistema como ferramenta de projeto, os seguintes passos são previstos :

- O sistema proposto executa automaticamente apenas a análise estática de sistemas de ancoragem com arranjo de linhas na situação intacta. Objetivando a realização da análise quase-estática, no estágio atual do sistema PROANC, o usuário é questionado sobre os valores dos "offsets" dinâmicos (amplitudes dos movimentos de 1ª e 2ª ordem). Seria

interessante que as seguintes rotinas fossem incluídas no processo de otimização : 1) Tratamento estatístico (pós-processador) dos dados de movimentos de corpo rígido (1ª ordem) da plataforma a partir da definição de suas curvas RAO ; 2) Estimativa da amplitude dos movimentos de 2ª ordem da plataforma devido à ação das ondas baseada na rigidez do sistema de ancoragem e nas propriedades hidrodinâmicas da plataforma SS (massa adicional e amortecimento); e 3) Análise do sistema de ancoragem avariado. Desta forma, o sistema será capaz de realizar uma análise quase-estática completa de forma automática.

— O sistema PROANC não leva em consideração nem o carregamento horizontal devido ao perfil de correnteza agindo nos "risers" (flexíveis ou rígidos) da plataforma, nem o efeito dos "risers" na rigidez global do sistema de ancoragem. Na realidade, o procedimento correto seria considerar na rotina de equilíbrio no plano a rigidez adicional introduzida pela presença dos "risers". Uma rotina de equilíbrio que contemple esta rigidez complementar a partir de dados fornecidos pelo usuário referentes ao comportamento dos "risers" é objeto de implementação futura.

— Recomenda-se também, num próximo estágio, a otimização do comprimento total de cada linha de ancoragem da plataforma de tal forma que não exista nenhum segmento "morto" deitado no leito marinho após as âncoras. Esta otimização de comprimentos de linha de ancoragem está baseada no fato de termos distribuições de forças incidentes, e, conseqüentemente, de "offsets" de equilíbrio, assimétricas em torno da plataforma. Para este procedimento ser implementado, torna-se necessário o conhecimento dos "offsets" quase-estáticos da plataforma para o sistema de ancoragem avariado. Como resultado final, serão obtidas linhas de comprimento distinto o que gerará uma redução considerável no custo global do sistema.

— Por fim, seria interessante que o pós-processador também permitisse 1) A estimativa do custo global do sistema de ancoragem da plataforma baseado em dados comerciais; 2) O dimensionamento da âncora ideal (tipo, peso e poder de garra) para o sistema baseada no valor de tensão crítico (maior) agindo na extremidade das linhas de ancoragem e no tipo de solo na locação da plataforma; e 3) O dimensionamento do "hardware" de

superfície (molinetes, guinchos, carretéis de estocagem, "stoppers", etc..) calcado nos resultados encontrados para a composição ótima das linhas de ancoragem e no tipo de lançamento a ser efetuado.

Em relação à aplicação do sistema, as seguintes limitações devem ser observadas :

- A otimização do "pattern" de ancoragem da plataforma pode conduzir a uma distribuição não-uniforme de suas linhas. Este resultado pode ter um impacto negativo na redundância do sistema de ancoragem para a análise avariada.
- O sistema PROANC pode somente ser aplicado para plataformas amarradas convencionalmente (sem bóias de subsuperfície ou pesos concentrados).
- O comprimento da linha de ancoragem assumido automaticamente no programa PROJETO como função da composição da linha de ancoragem e da lâmina d'água na locação, tem uma influência considerável no dimensionamento do sistema de ancoragem da plataforma. Basicamente esta influência é notada no 1) Cálculo da elongação da linha nas rotinas de catenária e 2) Cálculo do ângulo no plano formado entre a âncora e o fairlead da plataforma nas rotinas de equilíbrio. Para a correta determinação do comprimento ótimo de cada linha de ancoragem, faz-se necessário a implementação de um procedimento iterativo que contemple a análise quase-estática do sistema de ancoragem avariado.
- Algumas vezes a melhor solução (menos onerosa) para o sistema de ancoragem submete o "layout" de subsuperfície na locação da plataforma a uma condição desfavorável acarretando na introdução de um custo adicional. O projetista deve ter em mente que o "layout" de subsuperfície é prioridade no Projeto como um todo devido aos altos custos envolvidos.

Concluindo, acreditamos que as metodologias descritas neste trabalho, apesar das limitações citadas, serão de grande valia em futuros projetos do sistema de ancoragem de plataformas semi-submersíveis. Estamos certos de que, sem a pretensão de termos esgotado

todas as possibilidades de otimização, o primeiro passo foi dado no sentido da criação de um sistema inteligente ("especialista") aplicado ao projeto de plataformas semi-submersíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] McNatt, T. R., "Deep Ocean Mooring Design Technology — Present Status and Future Development", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A, Maio 1982.
- [2] API RP 2P, "Analysis of Spread Mooring Systems for Floating Drilling Units", Second Edition, Maio 1987.
- [3] API RP 2FP1, "Draft RP for Design, Analysis and Maintenance of Mooring for Floating Production Systems", 1st Edition, Maio 1991.
- [4] "POSMOOR — Rules for Classification of Mobile Offshore Units", Det Norske Veritas, Julho 1989.
- [5] Ramzan, F. A. , Robinson, R. W., "An Engineering Assessment of the Validity of the Quasi-Static Approach to Semisubmersible Mooring Design", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A, Maio 1986.
- [6] Ormberg, H. , Fylling, I. J. , "Dynamic Response in Anchor Lines : Numerical Simulations Compared with Field Measurements", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A., Maio 1983.
- [7] Wilhelmy, V. , Fjeld, Svein, "Assessment of Deep Water Anchorings Based on their Dynamic Behavior", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A., Maio 1982.
- [8] Oppenheim, B. W. , Wilson, P. A., "Low- Frequency Dynamics of Moored Vessels", Marine Technology, Vol 19, No. 1, Janeiro 1992.
- [9] Jones, H. L. , Nelson, J. K. , "Optimum Design of Spread Mooring Systems", Transactions of the ASME , Vol 104, Março 1982.
- [10] Fylling, I. J. , Lie, H. , "Mooring Systems Design Aspects of Environmental Loading and Mooring Systems Optimization Potential", 5th OMAE Symposium, New Orleans, U.S.A.Fevereiro 1986.
- [11] Brebbia, C.A. , Walker, S. , "Dynamic Analysis of Offshore Structures", Butterworth & Co (Publishers) Ltd., 1979.

- [12] van Walree, F. , van den Boom, H. J., "Wind, Wave and Current Loads on Semi-Submersible", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A., Maio 1991.
- [13] Stark, P. A. , "Introdução aos Métodos Numéricos", Editora Interciência, 1984.
- [14] Dorn, W. S. , McCracken, D. D. , "Cálculo Numérico com Estudos de casos em Fortran IV", Editora Campus, 7ª reimpressão, 1984.
- [15] Ferrari, J. A. , Pereira, G. S., "A Parametric Study of a Typical Conventionally Moored Semi-Submersible — Mooring Design Aspects and Cost Appraisal for Different Water Depths", Final Meeting JIP FPS 2000, Oslo, Norway, Fevereiro 1992.
- [16] Leite, A. J., Morooka, C. K. , Nishimoto. K. , Ferrari, J. A. , "Integrated Analysis of a Rigid Riser System on a Production Semi-Submersible", 2nd ISOPE Conference, San Francisco, U.S.A., Junho 1992.
- [17] Platform Petrobras XVIII — Mooring Report ET-3010.18-PPC-005, Dezembro 1989.
- [18] Petrobras Technical Specification of Meteoceanographic Data , ET-3010.18-PPC-001, Fevereiro 1989.
- [19] CATCON (Catenary Configuration) Program, Versão 1.4-88, Ola Often, Norway, 1988.
- [20] "DMOOR — Deterministic Mooring Analysis — User's Guide", Noble Denton & Associates, Versão 3.0, Dezembro 1986.

APÊNDICE A

SOLUÇÃO ESTÁTICA BIDIMENSIONAL DE UMA LINHA DE ANCORAGEM DE COMPOSIÇÃO ARBITRÁRIA

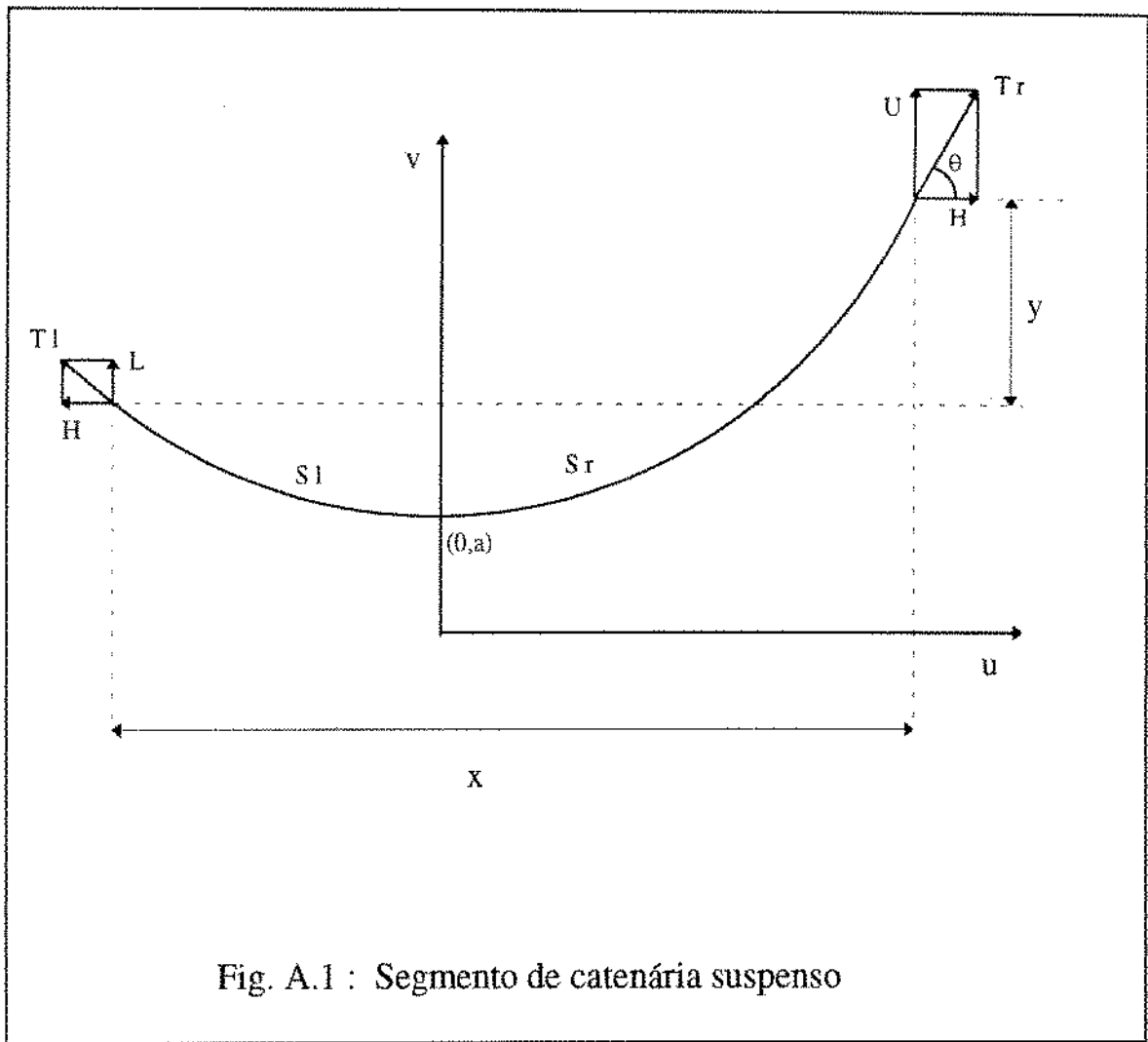
A.1) NOMENCLATURA

a	parâmetro relativo ao peso da catenária utilizado nas deduções matemáticas
A_i	área seccional efetiva do i-ésimo segmento
b	comprimento total não alongado do trecho de linha deitado no leito marinho
b_i	comprimento não alongado do i-ésimo segmento apoiado no leito marinho
B	comprimento alongado total apoiado no leito marinho
B_i	comprimento alongado do i-ésimo segmento apoiado no leito marinho
C_i, C_i^b	fatores de alongação para o i-ésimo segmento suspenso e apoiado no leito marinho
D	profundidade da plataforma na locação medida a partir do fairlead
E_i	módulo de Young do i-ésimo segmento
F_i	tensão de ruptura do i-ésimo segmento
H	projecção horizontal de tensão do i-ésimo segmento
i	índice do i-ésimo segmento
L_i	projecção vertical de tensão na parte inferior do i-ésimo segmento
N	número de segmentos na linha de ancoragem
R	reação vertical no solo na posição do ponto de toque da linha
s_i, S_i	comprimentos não alongado e alongado do i-ésimo segmento
s_l, s_r	comprimentos da catenária suspensa utilizados nas deduções matemáticas
t	posição de toque da catenária no leito marinho
T	tensão axial da linha de ancoragem

T_1, T_r	tensões axiais das extremidades da catenária utilizadas nas deduções matemáticas
u, v	sistema de coordenadas para um segmento
U_i	projecção vertical de tensão na parte superior do i-ésimo segmento
x, y	projecção total horizontal e vertical de uma linha de ancoragem
x_i, y_i	projecção horizontal e vertical do i-ésimo segmento não alongado
X_i, Y_i	projecção horizontal e vertical do i-ésimo segmento alongado
w_i	peso linear do i-ésimo segmento
α	declividade do leito marinho na posição da âncora
μ	fator de atrito entre a linha de ancoragem e o solo marinho

A.2) DEDUÇÃO DA EQUAÇÃO ELEMENTAR DA CATENÁRIA

Considere um segmento elástico suspenso como mostrado na Fig. A.1 , sendo w seu peso linear, maior que zero, e S_r / S_i o comprimento entre os pontos extremos da linha e o seu ponto mais baixo. As forças agindo na extremidade do segmento são a tensão horizontal H , constante ao longo do mesmo, e as tensões verticais L e U .



O balanço de forças para o comprimento S_r é :

$$T_r \sin \theta = w S_r \quad (\text{A.1})$$

$$T_r \cos \theta = H \quad (\text{A.2})$$

Denominando $a = H/w$ (A.3)

Então (A.1) e (A.2) podem ser reescritos como :

$$\sin \theta = \frac{w S_r}{T_r} = \frac{w S_r}{\sqrt{H^2 + (w S_r)^2}} = \frac{S_r}{\sqrt{S_r^2 + a^2}} \quad (\text{A.4})$$

$$\cos \theta = \frac{H}{T_r} = \frac{a}{\sqrt{S_r^2 + a^2}} \quad (\text{A.5})$$

Mas, para um elemento infinitesimal temos :

$$\text{sen}\theta = \frac{\partial v}{\partial s} = \frac{s_r}{\sqrt{s_r^2 + a^2}} \quad (\text{A.6})$$

$$\text{cos}\theta = \frac{\partial u}{\partial s} = \frac{a}{\sqrt{s_r^2 + a^2}} \quad (\text{A.7})$$

Quando este procedimento é repetido para o segmento S_l e as equações para ambos os lados da catenária são combinadas, as projeções X e Y podem ser calculadas como segue :

$$x = u_r - u_l = \int_0^{s_r} \frac{a \, ds}{\sqrt{s^2 + a^2}} - \int_0^{s_l} \frac{a \, ds}{\sqrt{s^2 + a^2}} \quad (\text{A.8})$$

$$y = v_r - v_l = \left[a + \int_0^{s_r} \frac{s \, ds}{\sqrt{s^2 + a^2}} \right] - \left[a + \int_0^{s_l} \frac{s \, ds}{\sqrt{s^2 + a^2}} \right] \quad (\text{A.9})$$

Desenvolvendo as equações acima, temos :

$$x = a \ln \frac{s_r + \sqrt{s_r^2 + a^2}}{s_l + \sqrt{s_l^2 + a^2}} = \frac{H}{w} \ln \frac{s_r w + \sqrt{(s_r w)^2 + H^2}}{s_l w + \sqrt{(s_l w)^2 + H^2}} \quad (\text{A.10})$$

$$y = \sqrt{s_r^2 + a^2} - \sqrt{s_l^2 + a^2} = \frac{1}{w} \left[\sqrt{(s_r w)^2 + H^2} - \sqrt{(s_l w)^2 + H^2} \right] \quad (\text{A.11})$$

Escrevendo as equações (A.10) e (A.11) em termos das forças verticais temos :

$$x = \frac{H}{w} \ln \frac{U + \sqrt{U^2 + H^2}}{L + \sqrt{L^2 + H^2}} \quad (\text{A.12})$$

$$y = \frac{1}{w} \left[\sqrt{U^2 + H^2} - \sqrt{L^2 + H^2} \right] \quad (\text{A.13})$$

onde $L = s_l w \Rightarrow$ tensão vertical agindo na extremidade mais baixa da linha suspensa

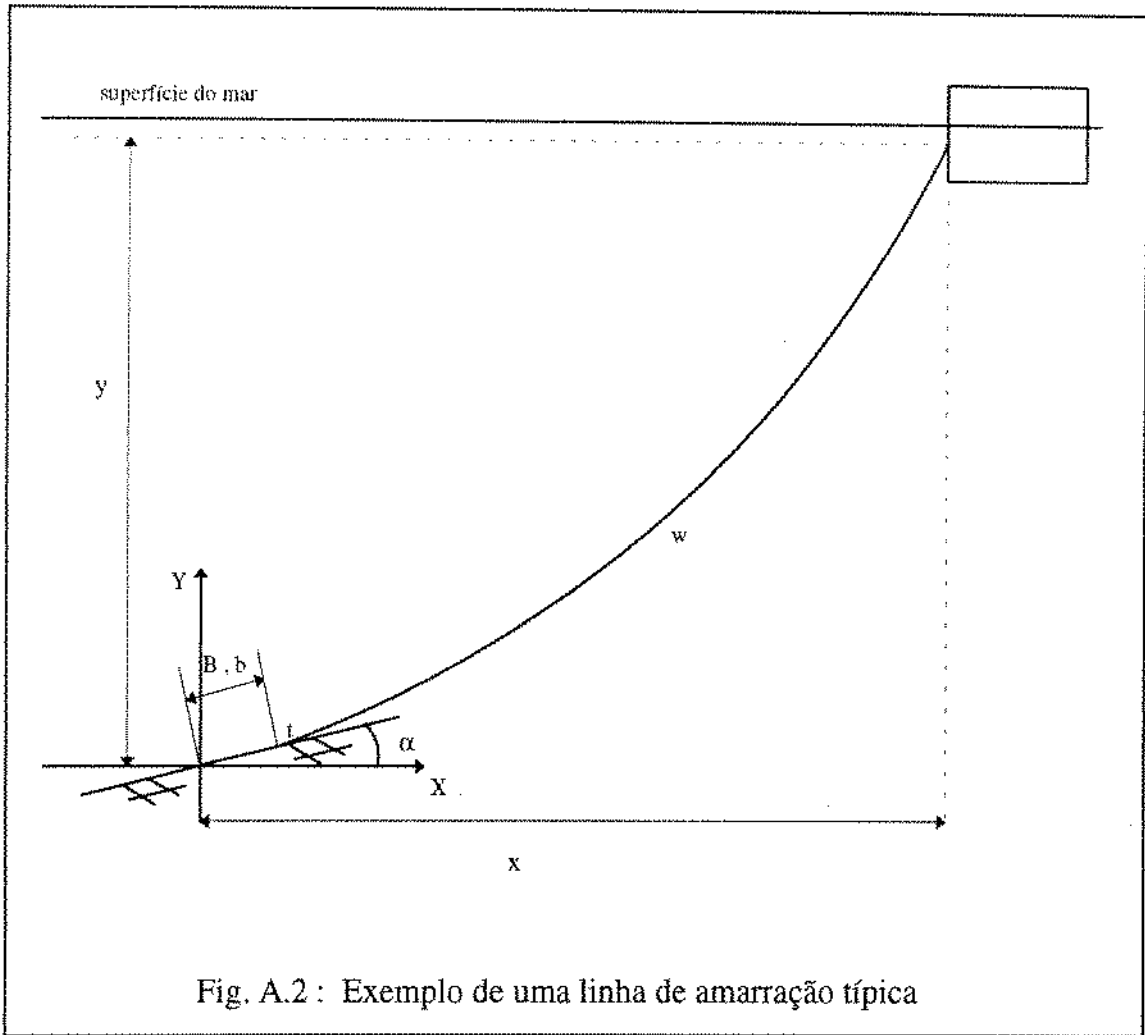
$U = s_r w \Rightarrow$ tensão vertical agindo na extremidade mais alta da linha suspensa

As equações (A.12) e (A.13) acima são extremamente gerais, podendo ser aplicadas tanto para valores de peso linear w , assim como para valores de U e L , menores ou maiores do que zero.

A.3) PREMISSAS ADOTADAS PARA A SOLUÇÃO ESTÁTICA 2-D DE UMA LINHA DE ANCORAGEM

A Fig. A.2 apresenta uma linha de amarração típica com um sistema global de coordenadas X-Y com origem na âncora. Considere que a linha possui N segmentos distintos ($N > 1$), sendo o 1º localizado logo após a âncora e o n ésimo posicionado no fairlead da embarcação. Para dedução das equações que descrevem a configuração de uma linha de ancoragem, as seguintes premissas foram adotadas :

- 1) A linha pode ser composta de vários segmentos de composição distinta.
- 2) As linhas de ancoragem não poderão ter bóias de subsuperfície nem pesos concentrados ("clump weights").
- 3) Com referência à elasticidade, os segmentos são linearmente deformáveis.
- 4) O leito marinho pode ser considerado plano ou inclinado.
- 5) A linha de ancoragem pode operar tanto no modo horizontal — linha "frouxa" tangenciando o fundo do mar — como no modo vertical — linha totalmente suspensa —.



A.4) EQUAÇÕES PARA O SEGMENTO INESLÁTICO

Baseados nas equações (A.12) e (A.13) , temos para o i-ésimo segmento :

$$x_i = \frac{H}{w_i} \ln \frac{U_i + \sqrt{U_i^2 + H^2}}{L_i + \sqrt{L_i^2 + H^2}} \quad (\text{A.14})$$

$$y_i = \frac{1}{w_i} \left[\sqrt{U_i^2 + H^2} - \sqrt{L_i^2 + H^2} \right] \quad (\text{A.15})$$

onde H , U_i e L_i são respectivamente a tensão horizontal (constante ao longo da linha), e as tensões verticais nas extremidades do segmento i . As equações acima são apenas válidas para linhas que descrevem uma catenária, i.é, $w_i \neq 0$. A convenção de sinais usada indica que U_i é positivo quando tensiona o segmento para cima e L_i é positivo quando tensiona o mesmo para baixo.

Para o comprimento de linha não alongado apoiado no leito marinho temos :

$$b = \sum_{i=1}^l b_i = \sum_{i=1}^l s_i \quad (\text{A.16})$$

As componentes verticais de tensão nos segmentos suspensos podem ser obtidas a partir do somatório do peso da linha de ancoragem desde o ponto de toque t no leito marinho.

$$L_i = \sum_{j=1}^{i-1} s_j w_j - R \quad i \neq 1 \quad (\text{A.17})$$

$$U_i = L_i + s_i w_i = \sum_{j=1}^i s_j w_j - R \quad (\text{A.18})$$

onde R é a reação vertical no solo na posição do ponto de toque da linha, positiva quando a mesma aponta para cima. O valor genérico para R é dado por :

$$R = -H \tan \alpha \quad \text{onde } \alpha \text{ é a declividade do leito marinho na âncora, positiva quando a profundidade aumenta no sentido da plataforma para a âncora.}$$

Desta forma ,

$$R = 0 \quad \text{se o segmento torna-se horizontal e tangencia o leito marinho } (\alpha = 0).$$

$$R = \text{reação vertical na posição da âncora se } i = 1 \text{ e a linha está totalmente suspensa.}$$

A.5) CORREÇÕES DEVIDO À ELASTICIDADE DOS SEGMENTOS

Como os segmentos considerados são linearmente deformáveis — amarra e cabo de aço —, a lei de Hook pode ser aplicada diretamente. No caso de utilização de cabos

sintéticos, recomenda-se o uso de formulações que contemplem a não linearidade das deformações.

Para segmentos suspensos linearmente deformáveis temos para a elongação :

$$\Delta s_i = \frac{1}{A_i E_i} \int_i T_i ds = \frac{1}{A_i E_i} \int_i \sqrt{H^2 + (L_i + s w_i)^2} ds \quad (A.19)$$

$$= \frac{1}{2A_i E_i w_i} \left\{ (L_i + s w_i) + [H^2 + (L_i + s w_i)^2]^{1/2} + H^2 \ln \frac{(L_i + s w_i) + [H^2 + (L_i + s w_i)^2]^{1/2}}{w_i} \right\}_i \quad (A.20)$$

Substituindo os limites de integração pelas tensões nas extremidades, temos :

$$L_i + s w_i = \begin{cases} L_i \rightarrow s = 0 \\ U_i \rightarrow s = s_i \end{cases} \quad (A.21)$$

Então ,

$$\Delta s_i = \frac{1}{2A_i E_i w_i} \left\{ U_i \sqrt{H^2 + U_i^2} - L_i \sqrt{H^2 + L_i^2} + H^2 \ln \frac{U_i + \sqrt{H^2 + U_i^2}}{L_i + \sqrt{H^2 + L_i^2}} \right\} \quad (A.22)$$

Portanto, podemos definir o fator de elongação C_i como sendo igual a :

$$C_i = \frac{S_i}{s_i} = \frac{\Delta s_i + s_i}{s_i} = 1 + \frac{\Delta s_i}{s_i} \quad (A.23)$$

Para os segmentos apoiados no leito marinho temos para a elongação :

$$\Delta s_i^b = \frac{1}{A_i E_i} \int_i T_i ds = \frac{1}{A_i E_i} \int_i \left(\frac{H}{\cos \alpha} - \mu w_i s \right) ds \quad (A.24)$$

$$\Delta s_i^b = \frac{H s_i}{E_i A_i \cos \alpha} - \frac{\mu w_i s_i^2}{2 E_i A_i} \quad (A.25)$$

$$\text{E, similarmente, } C_i^b = 1 + \frac{\Delta s_i^b}{s_i} \quad (\text{A.26})$$

As equações (A.24) e (A.25) acima podem ser apenas aplicadas ao segmento apoiado no fundo que se estende até a posição do ponto de toque da linha. Para os outros segmentos, a tensão T_i dada na equação (A.24), deve contemplar a correção devido ao atrito dos segmentos subsequentes que estão apoiados no leito marinho.

Resumindo, as equações da catenária para segmento elástico podem ser escritas como :

$$X_i = C_i x_i \quad (\text{A.27})$$

$$Y_i = C_i y_i \quad (\text{A.28})$$

$$S_i = C_i s_i \quad (\text{A.29})$$

$$B = \sum_{i=1}^t B_i = \sum_{i=1}^t C_i^b b_i \quad (\text{A.30})$$

A.6) LINHA DE ANCORAGEM OPERANDO NO MODO HORIZONTAL

Neste modo de operação a linha de ancoragem está frouxa e tangencia o leito marinho. As equações deduzidas anteriormente para segmentos elásticos suspensos e apoiados no fundo do mar devem ser combinadas de forma tal a permitir a definição dos principais parâmetros que descrevem uma linha de ancoragem em catenária. Desta forma, a projeção total horizontal e vertical da linha é dada por :

$$x = B \cos \alpha + \sum_{i=t}^N X_i \quad (\text{A.31})$$

$$y = B \sin \alpha + \sum_{i=t}^N Y_i \quad (\text{A.32})$$

As duas equações acima, junto com aquelas deduzidas nos itens anteriores, representam um conjunto de equações algébricas não lineares que devem ser resolvidas iterativamente para a definição da catenária descrita pela linha de ancoragem. São

apresentados a seguir os principais passos do procedimento usual adotado para a solução do problema :

- 1) Defina um valor para a tensão horizontal H .
- 2) Assuma um valor para o comprimento apoiado não alongado b maior que zero.
- 3) Conhecido b , identifique os segmentos da linha que estão suspensos.
- 4) Por definição, assumo que $R = -H \tan \alpha$
- 5) Calcule as tensões verticais de cada segmento de linha suspenso a partir de (A.17) e (A.18).
- 6) Calcule as projeções não alongadas x_i e y_i para cada segmento a partir de (A.14) e (A.15).
- 7) Calcule os fatores de deformação a partir de (A.23) e (A.26).
- 8) Calcule as projeções alongadas X_i e Y_i , assim como o comprimento apoiado B , a partir de (A.27), (A.28) e (A.30).
- 9) Calcule as projeções totais da linha a partir de (A.31) e (A.32).
- 10) Verifique se a função de mérito abaixo é suficientemente pequena. Em caso negativo,

assuma um novo valor para b e repita o procedimento.

$$\Rightarrow \text{função de mérito} = y - x \tan \alpha - D \quad (\text{A.33})$$

Se não existe solução para qualquer valor de b , então a linha é muito curta para a tensão H assumida, ié, a mesma está operando no modo vertical (retesada, $b = 0$). Caso conheçamos apenas o valor da projeção horizontal total da catenária X , a solução torna-se duplamente iterativa para valores de H e b .

A.7) LINHA DE ANCORAGEM OPERANDO NO MODO VERTICAL

Para a linha operando em modo vertical, o valor de B é igual a zero. Desta forma, as equações (A.31) e (A.32) são modificadas para :

$$x = \sum_{i=1}^N X_i \quad (A.34)$$

$$y = \sum_{i=1}^N Y_i \quad (A.35)$$

Todo o procedimento adotado para a solução iterativa da linha operando no modo horizontal, se aplica também neste caso, exceção feita ao processo iterativo que é conduzido em torno do valor da reação vertical de fundo R na âncora.

A.8) REFERÊNCIAS

- [1] Openheim, B. W., Wilson, P. A., "Static 2-D Solution of a Mooring Line of Arbitrary Composition in the Vertical and Horizontal Operating Modes", International Shipbuilding Congress, 1982.
- [2] Korkut, M. D., Hebert, E. J., "Some Notes on Static Anchor Chain Curve", Offshore Technology Conference, Texas, U.S.A., 1970.
- [3] Niedzwecki, J. M., Casarella, M. J., "On the Design of Mooring Lines for Deep Water Applications", Transactions of the ASME, Maio 1976.
- [4] Ansari, K. A., "How to Design a Multi-Component Mooring System", Ocean Industry, Março 1979.
- [5] Patel, M. H., "Dynamic of Offshore Structures", Butterworths & Co. Ltd. (Publishers), 1989.
- [6] Fang, H., Dong, S., "Analysis of Restoring Coefficient of Mooring Chain of Semi-Submersible Platform", 5th OMAE Symposium, Louisiana, U.S.A., Fevereiro 1986.

APÊNDICE B

SOLUÇÃO PARA O PROBLEMA DO EQUILÍBRIO DE UMA PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL SUBMETIDA A UMA DADA SOLICITAÇÃO AMBIENTAL (MATRIZ DE RIGIDEZ LINEARIZADA)

B.1) GERAL

O objetivo deste apêndice é apresentar o procedimento adotado para o cálculo da nova posição de equilíbrio estático da plataforma semi-sub após uma dada incidência ambiental (Força e Momento). Neste sentido, é fácil concluirmos que esta nova posição da unidade flutuante será função direta das características de seu sistema de amarração, da profundidade na locação, e da magnitude da carga ambiental. Apenas os deslocamentos sofridos pela plataforma no plano de linha d'água são considerados.

B.2) NOMENCLATURA

$\{d\}$	vetor correspondente aos deslocamentos sofridos pela plataforma
$\{F\}$	vetor correspondente à resultante das forças agido no sistema
F_x, F_y	componentes da força incidente nas direções X e Y
F_x^a, F_y^a	componentes da força de restauração do sistema de ancoragem nas direções X e Y
H_i	componente horizontal da tensão na i-ésima linha de ancoragem
l_i	distância horizontal do centro de gravidade da plataforma até o fairlead correspondente à i-ésima linha de ancoragem
$[k]$	matriz de rigidez do sistema de ancoragem

M_{xy}	momento externo no plano de linha d'água agindo sobre a plataforma
M_{xy}^a	momento no plano de linha d'água devido ao sistema de ancoragem da plataforma
r_i	raio de ancoragem correspondente à i-ésima linha
u, v, γ	deslocamentos infinitesimais no plano de linha d'água
x, y	posição final de equilíbrio da plataforma em relação ao sistema de referência global
X, Y	sistema de referência global (inercial)
α	aproamento inicial da plataforma em relação ao Norte Verdadeiro
β_i	ângulo do fairlead correspondente à i-ésima linha de ancoragem medido no plano de linha d'água a partir da proa da plataforma
θ_i	ângulo da i-ésima linha de ancoragem medido no plano de linha d'água a partir da proa da plataforma
ψ	variação do aproamento da plataforma em relação ao aproamento inicial
Portanto, aproamento final = $\alpha + \psi$	

B.3) SOLUÇÃO ANALÍTICA DO PROBLEMA

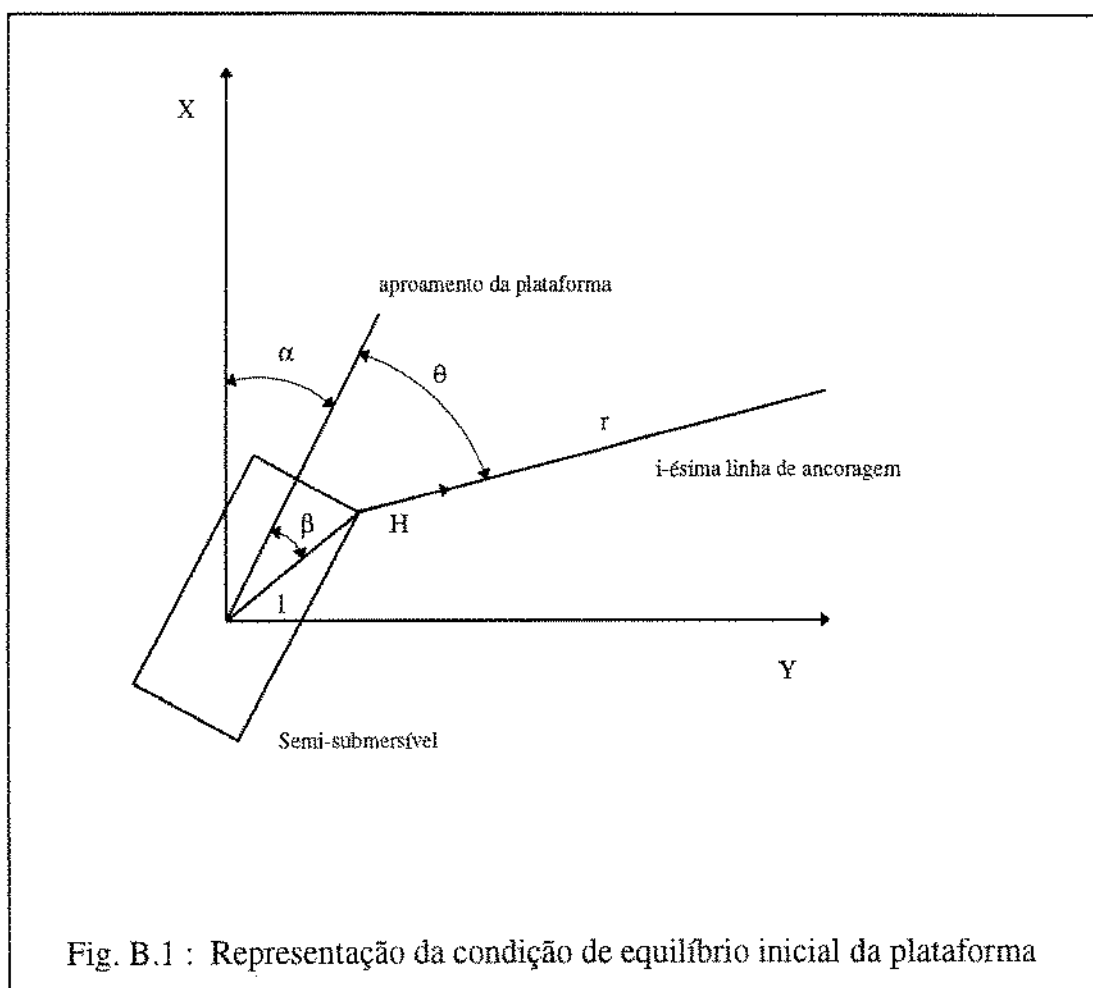
É considerado que a plataforma está em equilíbrio inicialmente com incidência ambiental igual a zero (Fig. B.1). Assume-se , então, a existência de uma dada perturbação externa responsável pela deriva da plataforma até uma nova posição de equilíbrio onde a resultante de forças e momento é novamente igual a zero. Portanto, o problema pode ser equacionado da seguinte forma :

equação básica $\Rightarrow [k] \{d\} = \{F\}$ (B.1)

Ou, ainda

$$\begin{bmatrix} k_{uu} & k_{uv} & k_{uy} \\ k_{vu} & k_{vv} & k_{vy} \\ k_{yu} & k_{yv} & k_{yy} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} x \\ y \\ \psi \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum F_x \\ \sum F_y \\ \sum M_{xy} \end{Bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Na condição inicial $\{F\}=0$ e , consequentemente, $\{d\}=0$



Deve ser observado que os valores dos termos da matriz de rigidez do sistema dependem da posição da plataforma em relação ao seu sistema de referência, o que confere um caráter não linear ao sistema. Desta forma, a solução usual para este problema é iterativa a partir da linearização da matriz de rigidez do sistema. A Fig. B.2 abaixo descreve graficamente o método iterativo de solução em apenas uma dimensão (direção x). Em cada

passo do processo iterativo a resultante de forças dada pelo — sistema de amarração da embarcação + perturbação externa — deve ser avaliada para verificação do equilíbrio da mesma ($\Sigma F \equiv 0$). Em linhas gerais, o seguinte procedimento é adotado para a solução analítica do problema :

- 1) Plataforma em equilíbrio quando uma dada perturbação externa começa a atuar.
- 2) Na 1ª iteração ΣF é igual à própria perturbação externa já que a resultante de forças do sistema de ancoragem é nula. Nas iterações subsequentes, ΣF passa a ser dado pela resultante de forças — sistema de ancoragem da plataforma + perturbação externa — .
- 3) Montagem da matriz de rigidez linearizada do sistema de ancoragem, supondo deslocamentos infinitesimais, na posição correspondente à iteração corrente.
- 4) Aplicação da equação geral (B.2) para determinação da nova posição da plataforma.
- 5) Verificação geométrica do equilíbrio da plataforma nesta nova posição — definição dos novos raios de ancoragem para cada linha e aplicação da equação da catenária para definição das novas tensões — .

Se $\left| \Sigma F \right| \leq \text{tolerância} \Rightarrow$ o equilíbrio foi atingido.

Em caso contrário, retorna para 2) para uma nova iteração.

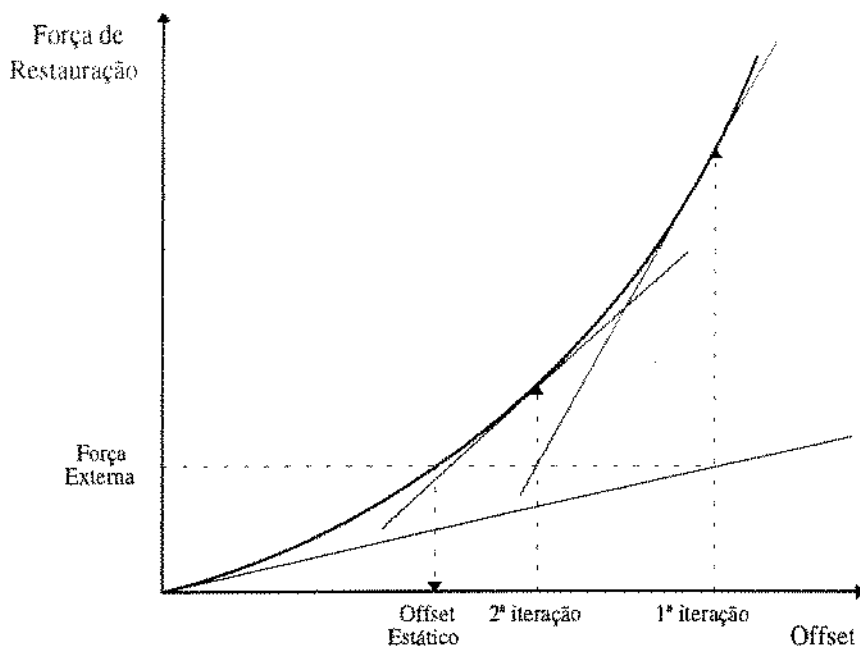


Fig. B.2 : Representação geométrica da solução para o problema de equilíbrio no plano (unidimensional)

B.4) MONTAGEM DA MATRIZ DE RIGIDEZ LINERIZADA DO SISTEMA

PREMISSA BÁSICA $\Rightarrow$ Deslocamentos infinitesimais do corpo flutuante

De acordo com a Fig. 1, a resultante de forças agindo na plataforma flutuante devido ao seu sistema de ancoragem é dada por :

$$F_x^a = \sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \tag{B.3}$$

$$F_y^a = \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \tag{B.4}$$

$$M_{xy}^a = \sum_i \left\{ \left[-H_i \cos(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha) \right] + \left[H_i \sin(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha) \right] \right\} \quad (B.5)$$

onde α é o aproamento inicial da plataforma ou o aproamento correspondente à 1ª iteração para a solução da equação (B.2). Nas iterações subsequentes, α deverá ser atualizado para o valor $-\alpha + \psi$, onde ψ é a variação do aproamento da plataforma devido à incidência ambiental.

Para pequenos deslocamentos u, v e γ , segundo o sistema de referência global X e Y , a matriz linearizada de rigidez é definida como :

$$[k] = \begin{bmatrix} k_{uu} & k_{uv} & k_{u\gamma} \\ k_{vu} & k_{vv} & k_{v\gamma} \\ k_{\gamma u} & k_{\gamma v} & k_{\gamma\gamma} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\partial F_u / \partial u & -\partial F_u / \partial v & -\partial F_u / \partial \gamma \\ -\partial F_v / \partial u & -\partial F_v / \partial v & -\partial F_v / \partial \gamma \\ -\partial F_\gamma / \partial u & -\partial F_\gamma / \partial v & -\partial F_\gamma / \partial \gamma \end{bmatrix} \quad (B.6)$$

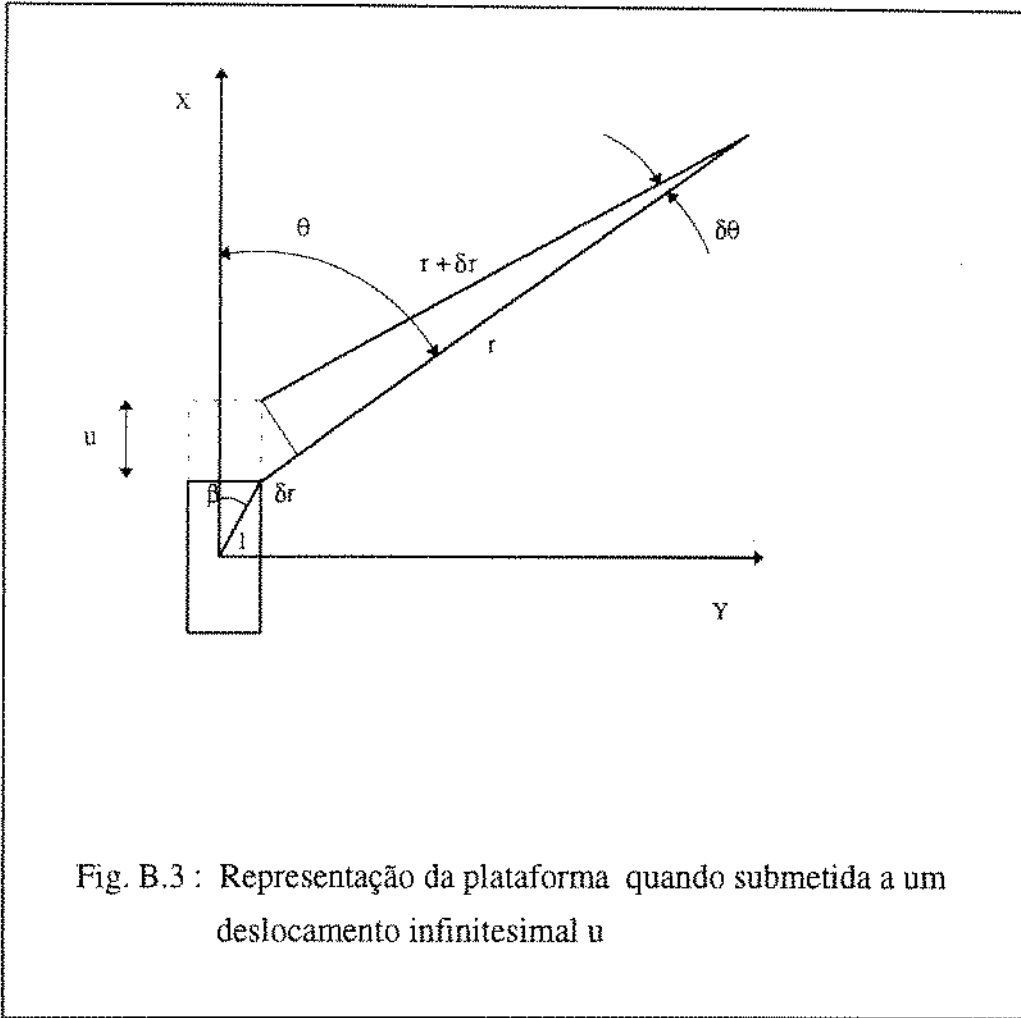
onde, para pequenos deslocamentos, $F_u \approx F_x^a$, $F_v \approx F_y^a$, $F_\gamma \approx M_{xy}^a$.

Desta forma, a partir de relações puramente geométricas, deslocando-se a plataforma de um pequeno valor u (Fig. B.3) temos :

$$\delta r_i^u = -u \cos(\theta_i + \alpha) \quad (B.7)$$

$$\tan(\delta\theta_i^u)(r_i + \delta r_i^u) = u \sin(\theta_i + \alpha) \quad (B.8)$$

$$\text{como } r_i + \delta r_i^u \approx r_i \quad \text{e} \quad \tan(\delta\theta_i^u) \approx \delta\theta_i^u, \quad \delta\theta_i^u = \frac{u}{r_i} \sin(\theta_i + \alpha) \quad (B.9)$$



Analogamente, para um pequeno deslocamento v na direção Y, temos :

$$\delta r_i^v = -v \sin(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.10})$$

$$\tan(\delta \theta_i^v)(r_i + \delta r_i^v) = -v \cos(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.11})$$

$$\text{como } r_i + \delta r_i^v \approx r_i \text{ e } \tan(\delta \theta_i^v) \approx \delta \theta_i^v, \quad \delta \theta_i^v = -\frac{v}{r_i} \cos(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.12})$$

Similarmente, para uma pequena variação de aprofundamento γ temos :

$$\delta r_i^\gamma = -l_i \tan(\gamma) \sin\left(\theta_i - \frac{\gamma}{2} - \beta_i\right) \equiv -l_i \gamma \sin(\theta_i - \beta_i) \quad (\text{B.13})$$

$$\tan(\delta\theta_i^\gamma)(r_i + \delta r_i^\gamma) = -l_i \tan(\gamma) \cos\left(\theta_i - \frac{\gamma}{2} - \beta_i\right) \quad (\text{B.14})$$

$$\text{como } r_i + \delta r_i^\gamma \approx r_i \text{ e } \tan(\delta\theta_i^\gamma) \approx \delta\theta_i^\gamma, \quad \delta\theta_i^\gamma = -\frac{l_i}{r_i} \gamma \cos(\theta_i - \beta_i) \quad (\text{B.15})$$

Portanto, a variação total do raio de ancoragem δr_i e do ângulo $\delta\theta_i$ da i -ésima linha é dada por:

$$\delta r_i = \delta r_i^u + \delta r_i^v + \delta r_i^\gamma = -u \cos(\theta_i + \alpha) - v \sin(\theta_i + \alpha) - l_i \gamma \sin(\theta_i - \beta_i) \quad (\text{B.16})$$

$$\delta\theta_i = \delta\theta_i^u + \delta\theta_i^v + \delta\theta_i^\gamma = \frac{u}{r_i} \sin(\theta_i + \alpha) - \frac{v}{r_i} \cos(\theta_i + \alpha) - \frac{l_i}{r_i} \gamma \cos(\theta_i - \beta_i) \quad (\text{B.17})$$

Desenvolvendo os termos da matriz de rigidez temos :

$$k_{uu} = -\frac{\partial F_u}{\partial u} = -\frac{\partial \left(\sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \right)}{\partial u} \quad (\text{B.18})$$

$$k_{uu} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial u} \cos(\theta_i + \alpha) + \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial u} \quad (\text{B.19})$$

Definindo $k_i = \frac{\partial H_i}{\partial u}$ e $\bar{k}_i = \frac{H_i}{r_i}$, vem :

$$k_{uu} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial u} \cos(\theta_i + \alpha) + \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial u} \quad (\text{B.20})$$

$$k_{uu} = \sum_i k_i \cos^2(\theta_i + \alpha) + \sum_i \bar{k}_i \sin^2(\theta_i + \alpha) = \sum_i k_i \cos^2(\theta_i + \alpha) + \bar{k}_i \sin^2(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.21})$$

Similarmente, para os outros termos diagonais da matriz ,

$$k_{vv} = -\frac{\partial F_v}{\partial v} = -\frac{\partial \left(\sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \right)}{\partial v} \quad (\text{B.22})$$

$$k_{vv} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial v} \sin(\theta_i + \alpha) - \sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial v} \quad (\text{B.23})$$

$$k_{vv} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial v} \sin(\theta_i + \alpha) - \sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial v} \quad (\text{B.24})$$

$$k_{vv} = \sum_i k_i \sin^2(\theta_i + \alpha) + \sum_i \bar{k}_i \cos^2(\theta_i + \alpha) = \sum_i k_i \sin^2(\theta_i + \alpha) + \bar{k}_i \cos^2(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.25})$$

$$k_{\gamma\gamma} = -\frac{\partial F_\gamma}{\partial \gamma} = -\frac{\partial \left(\sum_i \left\{ [-H_i \cos(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha)] + [H_i \sin(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha)] \right\} \right)}{\partial \gamma} \quad (\text{B.26})$$

$$\begin{aligned}
k_{\gamma\gamma} = & - \sum_i \left[-\frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial \gamma} \cos(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha) + H_i \sin(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial \gamma} \right] + \\
& \left[\frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial \gamma} \sin(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha) + H_i \cos(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial \gamma} \right] + \\
& \left[-H_i l_i \cos(\theta_i + \alpha) \cos(\beta_i + \alpha) \frac{\partial \beta_i}{\partial \gamma} - H_i l_i \sin(\theta_i + \alpha) \sin(\beta_i + \alpha) \frac{\partial \beta_i}{\partial \gamma} \right]
\end{aligned}
\tag{B.27}$$

$$\begin{aligned}
k_{\gamma\gamma} = & - \sum_i \left[k_i l_i \sin(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha) - \bar{k}_i l_i \cos(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) l_i \sin(\beta_i + \alpha) \right] + \\
& \left[-k_i l_i \sin(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha) - \bar{k}_i l_i \cos(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) l_i \cos(\beta_i + \alpha) \right] + \\
& \left[-H_i l_i \cos(\theta_i + \alpha) \cos(\beta_i + \alpha) - H_i l_i \sin(\theta_i + \alpha) \sin(\beta_i + \alpha) \right]
\end{aligned}
\tag{B.28}$$

$$\begin{aligned}
k_{\gamma\gamma} = & \sum_i \left[-k_i \sin(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) + \bar{k}_i \cos(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) \right] l_i^2 \sin(\beta_i + \alpha) + \\
& \left[k_i \sin(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) + \bar{k}_i \cos(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) \right] l_i^2 \cos(\beta_i + \alpha) + \\
& \left[\cos(\theta_i + \alpha) \cos(\beta_i + \alpha) + \sin(\theta_i + \alpha) \sin(\beta_i + \alpha) \right] H_i l_i
\end{aligned}
\tag{B.29}$$

Da mesma forma, para os termos acoplados temos :

$$k_{uv} = k_{vu} = - \frac{\partial F_u}{\partial v} = - \frac{\partial \left(\sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \right)}{\partial v}
\tag{B.30}$$

$$k_{uv} = - \sum_i \frac{\partial H_i}{\partial v} \cos(\theta_i + \alpha) + \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial v}
\tag{B.31}$$

$$k_{uv} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial v} \cos(\theta_i + \alpha) + \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial v} \quad (\text{B.32})$$

$$k_{uv} = \sum_i k_i \sin(\theta_i + \alpha) \cos(\theta_i + \alpha) - \sum_i \bar{k}_i \cos(\theta_i + \alpha) \sin(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.33})$$

$$k_{uv} = k_{vu} = \sum_i (k_i - \bar{k}_i) \sin(\theta_i + \alpha) \cos(\theta_i + \alpha) \quad (\text{B.34})$$

$$k_{u\gamma} = k_{\gamma u} = -\frac{\partial F_u}{\partial \gamma} = -\frac{\partial \left(\sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \right)}{\partial \gamma} \quad (\text{B.35})$$

$$k_{u\gamma} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial \gamma} \cos(\theta_i + \alpha) + \sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial \gamma} \quad (\text{B.36})$$

$$k_{u\gamma} = \sum_i 1_i \left[k_i \sin(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) - \bar{k}_i \cos(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) \right] \quad (\text{B.37})$$

$$k_{v\gamma} = k_{\gamma v} = -\frac{\partial F_v}{\partial \gamma} = -\frac{\partial \left(\sum_i H_i \sin(\theta_i + \alpha) \right)}{\partial \gamma} \quad (\text{B.38})$$

$$k_{v\gamma} = -\sum_i \frac{\partial H_i}{\partial r_i} \frac{\partial r_i}{\partial \gamma} \sin(\theta_i + \alpha) - \sum_i H_i \cos(\theta_i + \alpha) \frac{\partial \theta_i}{\partial \gamma} \quad (\text{B.39})$$

$$k_{v\gamma} = \sum_i 1_i \left[k_i \sin(\theta_i - \beta_i) \sin(\theta_i + \alpha) + \bar{k}_i \cos(\theta_i - \beta_i) \cos(\theta_i + \alpha) \right] \quad (\text{B.40})$$

B.5) REFERÊNCIAS

- [1] Publicação Técnica IPT Nº 77 - Anexo A - "Ação das Linhas de Amarração - Modelo Linearizado" Engenharia Naval e Oceânica.
- [2] Callado, L. F. , "Sistemas de Amarração em Águas Profundas", Curso Interno Petrobrás, Julho 1988.
- [3] Morooka, C. K., "A Practical Calculation Method of the Semisubmersible Rig Motion in Waves ", Tese de Mestrado, Yokohama National University, Japão, 1983

APÊNDICE C

**AVALIAÇÃO DO FATOR DE FLUTUAÇÃO PARA AMARRAS
E CABO DE AÇO**

C.1) NOMENCLATURA

- BF = fator de flutuação do segmento
- Vol = volume imerso do segmento por metro linear
- w_{ar} = peso linear do segmento no ar
- $\rho_{aço}$ = peso específico do aço que compõe o segmento
- $\rho_{água}$ = peso específico da água do mar

C.2) ESTIMATIVA DO FATOR DE FLUTUAÇÃO

$$BF = \frac{w_{ar} - (\rho_{água} Vol)}{w_{ar}} = \frac{w_{ar} - \left(\rho_{água} w_{ar} / \rho_{aço} \right)}{w_{ar}} \tag{C.1}$$

$$BF = 1 - \frac{\rho_{água}}{\rho_{aço}} = 1 - \frac{1025 \text{ kgf} / \text{m}^3}{7800 \text{ kgf} / \text{m}^3} = 0,8685 \tag{C.2}$$

APÊNDICE D

**MONTAGEM DOS ARQUIVOS DE DADOS CONTENDO AS
PROPRIEDADES DA AMARRA E DO CABO DE AÇO**

D.1) ARQUIVO DE DADOS DE AMARRA

Os dados referentes à amarra tem como referência os catálogos comerciais [1][2] de alguns fabricantes que possuem reconhecimento mundial. Em linhas gerais, os seguintes dados são fornecidos para cada amarra : 1) Diâmetro nominal; 2) Peso linear no ar; 3) Coeficiente de rigidez elástica (área seccional * módulo de elasticidade do aço) e 4) Tensão de ruptura. A Tabela D.1 abaixo mostra de forma esquemática o "layout" adotado para o arquivo de dados de amarra.

Diâmetro nominal da amarra (mm)	Peso linear no ar (kN/m)	Coeficiente de elasticidade (kN)	Tensão de ruptura de referência. (kN)
50.0	0.537	251327.4	2740.0
52.0	0.581	271835.7	2960.0
⇓			
⇓			
172.0	6.356	2974108.1	24510.0
177.0	6.731	3149534.6	25620.0

Tabela D.1 : Arquivo de dados denominado AMARRA.DAT

Todo a amarra fabricada dentro dos padrões de qualidade internacionais recebe uma certificação emitida por entidades idôneas que permite a sua utilização com um alto

índice de confiança. Dependendo do tipo de tratamento térmico sofrido durante a fabricação, a amarra pode ter "graus" distintos a saber : grau 2, grau 3, grau ORQ ("Oil Rig Quality"), grau ORQ + 10%, grau ORQ + 20% e grau 4. Basicamente, para um mesmo diâmetro da amarra, apenas o coeficiente de elasticidade e a tensão de ruptura se alteram quando modificamos o grau da mesma. Por motivo de simplificação, foi adotado um mesmo coeficiente de elasticidade para as amarras de um mesmo diâmetro nominal. O arquivo de dados montado assumiu como referência o grau 4 de amarra. Desta forma, para graus distintos, a tensão de ruptura pode ser calculada através de fatores de multiplicação em relação ao grau de referência. Apresentamos abaixo a relação adotada entre as tensões de ruptura (T_{br}) de amarras de diferentes graus e mesmo diâmetro nominal :

Grau de referência : 4

$$T_{br}(\text{grau } 2) = T_{br}(\text{grau ref.}) / 2.0$$

$$T_{br}(\text{grau } 3) = T_{br}(\text{grau ref.}) / 1.398$$

$$T_{br}(\text{grau ORQ}) = T_{br}(\text{grau ref.}) / 1.3$$

$$T_{br}(\text{grau ORQ} + 10\%) = T_{br}(\text{grau ref.}) / 1.1818$$

$$T_{br}(\text{grau ORQ} + 20\%) = T_{br}(\text{grau ref.}) / 1.0833$$

$$T_{br}(\text{grau } 4) = T_{br}(\text{grau ref.})$$

D.2) ARQUIVO DE DADOS DE CABO DE AÇO

Similarmente ao arquivo de dados de amarras, foi adotado um grau de referência para a montagem do arquivo de dados de cabo de aço [3]. Neste caso, o grau representa o nível de tensão dos fios de aço que compõem as "pernas" do cabo de aço. Os seguintes graus foram adotados para o cabo de aço : 1) IPS ("Improved Plow Steel"); 2) EIPS ("Extra Improved Plow Steel"); 3) Spiral Strand ("pernas de construção espiralada"). O grau adotado como referência foi o EIPS. A Tabela D.2 abaixo mostra simplificada o formato geral do arquivo de dados de cabo de aço.

Diâmetro nominal do cabo de aço (mm)	Peso linear no ar de refer. (kN/m)	Coefficiente de elastic. refer. (kN)	Tensão de ruptura de referência. (kN)
51.0	0.1079	120240.4	1760.0
54.0	0.1216	134802.4	1970.0
⇓			
⇓			
154.0	0.9653	1096356.0	13420.0
167.0	1.1350	1289267.6	14720.0

Tabela D.2 : Arquivo de dados denominado CABO.DAT

Deve ser ressaltado que para um mesmo diâmetro nominal do cabo (diam) e diferentes graus, valores distintos são encontrados para o seu peso linear (w), coeficiente de elasticidade (EA) e tensão de ruptura (Tbr). É apresentado a seguir as relações adotadas entre os vários parâmetros e seus valores de referência fornecidos no arquivo CABO.DAT.

Peso linear no ar

grau de referência : EIPS

$w \text{ (grau IPS)} = w \text{ (grau ref.)}$

$w \text{ (grau EIPS)} = w \text{ (grau ref.)}$

$w \text{ (Spiral Strand)} = w \text{ (grau ref.)} * 1.2$

Coeficiente de Elasticidade

grau de referência : EIPS

$EA \text{ (grau IPS)} = EA \text{ (grau ref.)}$

$EA \text{ (grau EIPS)} = EA \text{ (grau ref.)}$

$EA \text{ (Spiral Strand)} = 51295.9 + (401.816 \text{ diam}) + (81.74 \text{ diam}^2)$

Tensão de Ruptura

grau de refrência : EIPS

$$Tbr (grau IPS) = Tbr (grau ref.) / 1.04375$$

$$Tbr (grau EIPS) = Tbr (grau ref.)$$

$$Tbr (Spiral Strand) = 837.263 - (18.479 \text{ diam}) + (0.926 \text{ diam}^2)$$

D.3) REFERÊNCIAS

- [1] Ramnäs Anchor Chain, "Catálogo Técnico", S-730 60 Ramnäs, Sweden, 1990.
- [2] Cia. Brasileira de Amarras "Brasilamarras", "Catálogo Técnico", Rua Engº Fábio Goulart 40, Ilha da Conceição, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil, 1991.
- [3] British Ropes (Bridon Company), "Catálogo Técnico", Carr Hill, Doncaster, South Yorkshire DN4 8DG, England, 1991.