



COPPE/UFRJ

APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PROJETO INTEGRADO DE SISTEMAS
DE ANCORAGEM E RISERS NA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

Aldo Roberto Cruces Girón

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Rio de Janeiro

Março de 2009

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PROJETO INTEGRADO DE SISTEMAS
DE ANCORAGEM E RISERS NA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

Aldo Roberto Cruces Girón

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Aprovada por:



Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.



Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.



Dr. Stael Ferreira Senra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2009

Girón, Aldo Roberto Cruces

Aplicação de Metodologias de Projeto Integrado de Sistemas de Ancoragem e *Risers* na Exploração de Petróleo *Offshore*/ Aldo Roberto Cruces Girón. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

X, 133 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 132-133.

1. Sistemas *Offshore*. 2. Projeto Integrado de *Risers* e Ancoragem. 3. *SAFOP*. I. Jacob, Breno Pinheiro. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*Dedico este trabalho à minha esposa
Karina e à nossa filha Karime.*

AGRADECIMENTOS

A Deus.

A minha esposa Karina e filha Karime pelo amor e motivação.

Aos meus pais Raúl e Sandra por ter sempre incentivado meu crescimento pessoal, e aos meus irmãos Raúl, Francisco e Maria Isaura.

Ao meu orientador, o professor Breno Pinheiro Jacob pela excelente orientação para a realização desse trabalho.

A Fabrício Corrêa Nogueira e Carl Horst Albrecht pela orientação contribuindo grandemente à realização desse trabalho.

Aos professores da pós-graduação da UFRJ, em especial ao professor Gilberto Bruno Ellwanger pela amizade e motivação.

Ao engenheiro Oscar Valle Molina que incentivou o começo dessa nova etapa na minha vida profissional. Aos Doutores Federico Barranco Cicilia e Alberto Omar Vázquez Hernández pela ajuda e conselhos.

Aos colegas e amigos do mestrado.

Aos amigos do LAMCSO.

Ao CNPq pelo apoio financeiro, contribuindo diretamente para a pesquisa e desenvolvimento desta dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE PROJETO INTEGRADO DE SISTEMAS DE ANCORAGEM E RISERS NA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

Aldo Roberto Cruces Girón

Março/2009

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Programa: Engenharia Civil

A exploração de petróleo no mar é uma atividade que continua em crescimento. Os sistemas de produção de petróleo em águas profundas têm exigido novos desafios nas áreas de instalação e operação.

Na última década foi identificada a necessidade de integrar o projeto de sistemas de ancoragem e *risers*.

Esta dissertação desenvolve um procedimento de projeto integrado baseado no conceito de desenvolvimento da “Zona Segura de Operação” do conjunto dos *risers* (*SAFOP*), onde os critérios de utilização dos *risers* são utilizados como um critério adicional no projeto do sistema de ancoragem.

Este procedimento permite ao projetista verificar se o sistema de ancoragem mantém a unidade dentro da zona segura de operação dos *risers*. Além disto, com o conhecimento da zona segura, é possível avaliar diferentes tipos de configurações de sistemas de ancoragem até encontrar a melhor opção para um determinado projeto.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

APPLICATION OF INTEGRATED MOORING/RISER DESIGN METODOLOGIES
FOR OFFSHORE OIL EXPLOITATION

Aldo Roberto Cruces Girón

March/2009

Advisor: Breno Pinheiro Jacob

Department: Civil Engineering

The offshore oil exploitation activity is still growing. The installation and operation of production platforms in deep waters have demanded new challenges.

In the last years the necessity of the application of integrated mooring/riser design methodologies was identified.

This dissertation develops an integrated mooring/riser design procedure based on the concept of developing a “Safe Operational Zone” for the risers system (*SAFOP*), where the risers design criteria is used as an additional design criteria for mooring system.

This procedure allows the designer to verify if the mooring system keeps the vessel inside the safe operational zone of risers. Furthermore, with the knowledge of the safe zone, different configurations of mooring systems can be evaluated to find out the better option for a particular project.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTO.....	1
1.2 MOTIVAÇÃO	4
1.3 OBJETIVOS	6
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	8
2. SISTEMAS FLUTUANTES PARA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> ..	9
2.1 INTRODUÇÃO.....	9
2.2 UNIDADES FLUTUANTES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	9
2.3 SISTEMAS DE ANCORAGEM.....	12
2.4 <i>RISERS</i> E UMBILICAIS	18
3. CARREGAMENTOS AMBIENTAIS.....	24
3.1 INTRODUÇÃO.....	24
3.2 ONDA.....	24
3.2.1 MODELO MATEMÁTICO	24
3.2.2 TEORIAS DE ONDA	27
3.2.3 TEORIA LINEAR DE AIRY	28
3.2.4 REPRESENTAÇÃO ESPECTRAL.....	33
3.2.5 FORÇAS GERADAS PELAS ONDAS.....	39
3.2.6 MODELO HÍBRIDO IMPLEMENTADO NO PROGRAMA SITUA-PROSIM.....	44
3.3 CORRENTEZA	46
3.3.1 FORÇAS DEVIDAS À CORRENTEZA	46
3.4 VENTO.....	46
3.4.1 FORÇAS DEVIDAS AO VENTO	46
4. FORMULAÇÃO DOS MÉTODOS.....	48
4.1 INTRODUÇÃO.....	48
4.2 SISTEMA DE COORDENADAS	48
4.3 MODELO HIDRODINÂMICO DO CASCO.....	49
4.3.1 EQUAÇÕES DE MOVIMENTO DA UNIDADE FLUTUANTE	49

4.4	MODELO ESTRUTURAL E HIDRODINÂMICO DAS LINHAS	52
4.4.1	MODELO MATEMÁTICO E SOLUÇÃO	52
4.4.2	DISCRETIZAÇÃO ESPACIAL: MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS.....	52
4.4.3	DISCRETIZAÇÃO NO TEMPO	53
4.5	SOLUÇÃO NUMÉRICA DE PROBLEMAS DINÂMICOS LINEARES.....	54
4.6	SOLUÇÃO NUMÉRICA DE PROBLEMAS DINÂMICOS NÃO LINEARES.....	55
5.	METODOLOGIAS DE PROJETO DE LINHAS DE ANCORAGEM E <i>RISERS</i>.....	57
5.1	INTRODUÇÃO.....	57
5.2	METODOLOGIA DESACOPLADA	58
5.3	METODOLOGIA ACOPLADA	59
5.4	METODOLOGIA HÍBRIDA.....	61
5.4.1	ANÁLISE DE MOVIMENTOS ACOPLADA.....	62
5.4.2	<i>SAFOP</i>	63
6.	ZONA DE SEGURANÇA OPERACIONAL (<i>SAFOP</i>)	65
6.1	INTRODUÇÃO.....	65
6.2	GERAÇÃO DOS DIAGRAMAS DE <i>SAFOP</i>.....	66
6.3	CARREGAMENTOS.....	68
6.4	CRITÉRIOS DE UTILIZAÇÃO DOS <i>RISERS</i>	68
6.5	GERAÇÃO DO DIAGRAMA DE <i>SAFOP</i> NO PROGRAMA SITUA-PROSIM.....	75
6.6	DIAGRAMA DE <i>SAFOP</i> PARA APLICAÇÃO EM ETAPAS DE PROJETO.....	84
6.7	DIAGRAMA DE <i>SAFOP</i> PARA APLICAÇÃO EM PLATAFORMAS EXISTENTES.....	86
6.8	ESTUDO DE CASOS.....	87
6.8.1	CASO 1 – UM <i>RISER</i>	87
6.8.2	CASO 2 – DOIS <i>RISERS</i>	95
6.8.3	CASO 3 – CONJUNTO DE <i>RISERS</i>	97
6.8.4	CASO 4 - PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL.....	101
7.	DIAGRAMA DE <i>OFFSETS</i>.....	114
7.1	INTRODUÇÃO.....	114
7.2	GERAÇÃO DOS DIAGRAMAS DE <i>OFFSETS</i>	114
7.2.1	RESPOSTA DO SISTEMA ACOPLADO	115
7.2.2	SISTEMA DE ANCORAGEM INTACTO E AVARIADO	115

7.3 ESTUDO DE CASO.....	116
7.3.1 CASO 1 - PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL.....	116
8. CRUZAMENTO DE DIAGRAMA DE <i>OFFSETS</i> E <i>SAFOP</i>	124
8.1 ZONA SEGURA E ZONA CONDICIONADA.....	124
8.2 PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA USO EM ETAPAS DE PROJETO DE SISTEMAS DE ANCORAGEM.....	125
8.3 ESTUDO DE CASO.....	127
8.3.1 CASO 1 – PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL	127
8.3.2 CRUZAMENTO DE DIAGRAMA DE <i>OFFSETS</i> E <i>SAFOP</i>	127
9. CONCLUSÕES	129
9.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	131
10. REFERÊNCIAS.....	132

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

A exploração de petróleo no mar (*offshore*) é uma atividade que continua em crescimento. Os sistemas estruturais para exploração de petróleo no mar são conhecidos como Sistemas *Offshore* e compreendem unidades marinhas de exploração, de produção e de armazenamento de petróleo. Desde as primeiras plataformas instaladas em águas rasas, a partir do ano 1900, que compreendiam unidades fixas, até os diferentes conceitos de plataformas flutuantes em águas profundas que existem hoje em dia, a indústria de petróleo *offshore* tem-se desenvolvido grandemente.

A tendência tem sido avançar para águas cada vez mais profundas, enfrentado novos desafios. O Brasil, através da Petrobras, é pioneiro nesta exploração em águas profundas e incentiva a pesquisa neste sentido, porque, a cada novo desafio, estudos experimentais e novas ferramentas computacionais são necessários, visando prever da melhor maneira possível, o comportamento de estruturas responsáveis por esta exploração.

No desenvolvimento dos sistemas *offshore*, as plataformas de produção têm merecido especial atenção por permanecerem estacionárias durante a vida produtiva do poço (entre 20 e 30 anos), ficando expostas às condições ambientais do alto-mar.

Os principais componentes das plataformas flutuantes de produção são: *a) O casco*, que fornece flutuação e suporta os equipamentos de superfície; *b) As linhas de ancoragem*, que mantêm o casco em posição dentro de limites estabelecidos; e *c) Os risers*, que são dutos que transportam fluidos entre os equipamentos submarinos e o casco.

No estado da arte dos últimos anos esses componentes têm sido simulados por ferramentas computacionais, que têm tradicionalmente tratado a interação entre eles de uma forma pouco rigorosa:

- O casco, atendendo requisitos de flutuação, estabilidade e de espaço disponível na superfície superior (convés).
- O sistema de ancoragem, onde é realizada inicialmente uma análise de movimentos do casco, com carregamentos de vento, onda e correnteza, e introduzindo na equação de movimento os coeficientes escalares que representam as linhas de ancoragem em termos de massa, rigidez,

amortecimento e cargas (de correnteza nas linhas). A partir da determinação dos movimentos do casco são estimadas as trações nas linhas de ancoragem (nesta etapa modeladas por elementos finitos) e comparadas com critérios de projeto estabelecidos.

- Os *risers*. Neste procedimento cada *riser* (modelado por elementos finitos) é avaliado individualmente com análises estáticas não-lineares onde o topo do *riser* é levado a diferentes posições. Inicialmente, no primeiro passo é aplicado apenas o peso próprio, e nos demais se aplica incrementalmente a correnteza e o *offset* estático (determinado na etapa do projeto da ancoragem). A partir dos resultados do último passo da análise estática, realiza-se a análise dinâmica não-linear no domínio do tempo, onde são acrescentadas as parcelas dinâmicas que incluem a onda atuando diretamente sobre o *riser* e os movimentos do casco (calculado no projeto do sistema de ancoragem). Desta forma, obtém-se a resposta estrutural, a qual deve estar dentro dos critérios de utilização definidos no projeto.

Esta metodologia desacoplada tem tido resultados aceitáveis quando analisadas plataformas com pouca quantidade de *risers* e localizadas em águas rasas, mas pode induzir a erros graves na estimativa do comportamento de plataformas com grande número de *risers* e/ou localizadas em águas profundas. Nesses casos, o sistema de *risers* tem influência no comportamento global devido a que transmite massa, rigidez, amortecimento e cargas (de correnteza) à unidade flutuante.

Identificado este fato, iniciou-se o desenvolvimento de modelos numéricos com formulação acoplada, com o intuito de integrar o projeto do sistema de ancoragem e dos *risers*. As análises com este tipo de modelos consideram o acoplamento entre o comportamento hidrodinâmico do casco (modelado como corpo rígido) e o comportamento estrutural e hidrodinâmico das linhas de ancoragem e *risers* (modelados por elementos finitos).

No entanto, para o modelo acoplado fornecer os correspondentes resultados, as linhas de ancoragem e *risers* devem ser modelados por malhas de elementos finitos bem refinadas. No caso de sistemas em águas profundas com grande número de *risers*, este fato pode acarretar um custo computacional excessivo e tornar inviável a sua execução no projeto.

Alternativas para contornar esse inconveniente têm sido desenvolvidas e já estão sendo utilizadas na prática atual de projetos. As **metodologias híbridas** [1,2] são

estratégias de análise que aproveitam as vantagens da metodologia desacoplada e acoplada. O objetivo delas é conseguir níveis aceitáveis de integração do projeto do sistema de ancoragem e dos *risers*, mas diminuindo o custo computacional, tornando viável a sua aplicação em projetos.

1.2 Motivação

Atualmente, as estratégias computacionais que combinam análises com modelos acoplados e desacoplados são uma alternativa fortemente usada em projetos na indústria *offshore*. Estas estratégias são chamadas de híbridas e permitem reduzir consideravelmente o tempo de execução das análises.

No caso do presente trabalho, identifica-se a importância de integrar o projeto do sistema de ancoragem e dos *risers* em plataformas flutuantes de produção de petróleo, as quais para exercer a sua função, devem permanecer ancoradas durante um longo período de tempo. Hoje em dia, as plataformas flutuantes de produção são instaladas em águas profundas (entre 1000 e 2000m) e já estão sendo projetadas para trabalhar em águas ultra-profundas (acima de 2000m). Elas normalmente contêm grande quantidade de *risers* buscando a otimização da produção do petróleo.

O conjunto de *risers* tem uma grande influência no comportamento global deste tipo de plataforma, pois apresenta relevante inércia, amortecimento e rigidez, além de transmitir forças à unidade flutuante devido à correnteza. Nas análises é, portanto necessário considerar a interação entre o casco, linhas de ancoragem e *risers*.

Na literatura encontra-se um razoável número de propostas e estudos paramétricos do uso de metodologias híbridas de análise e projeto integrado do sistema de ancoragem e *risers*. Destaca-se o trabalho realizado a partir de um projeto de reunião da indústria do petróleo *offshore* (*Joint Industry Project - JIP*), intitulado “*Integrated Mooring and Riser design*” [3] em 1998, onde são expostas várias alternativas de projeto integrado da ancoragem e os *risers*. A partir do trabalho da *JIP* foi publicado também no ano 2000 “*Enhanced riser analysis techniques within an integrated riser-mooring design framework*” [4]. Merece também destaque o trabalho realizado por SENRA [5], onde foram avaliadas as propostas da *JIP* realizando estudos paramétricos (além de outros estudos e novas propostas).

Um procedimento destacável proposto na *JIP* dá origem à realização da presente dissertação, o qual está baseado no conceito de desenvolvimento de uma “Zona de Segurança Operacional” para os *Risers*, definido como o limite máximo de passeio horizontal dentro do qual o topo do *riser* deve permanecer para evitar violar um de seus critérios de projeto. Estes limites, quando definidos para diferentes direções para todo o sistema de *risers*, caracterizam o diagrama de *SAFOP* (*Safe Operational Zone*) da plataforma flutuante de produção.

A Zona de Segurança Operacional depende da geometria e configuração global dos *risers*, da magnitude e direção dos carregamentos ambientais e dos critérios permissíveis de utilização dos *risers*.

A determinação do diagrama de *SAFOP* permite tanto avaliar a possibilidade de re-configurar o sistema de *risers*, quanto permitir que diferentes configurações de ancoragem sejam estudadas para determinar a opção mais viável às necessidades do projeto dos *risers*.

Essa interação com o sistema de ancoragem origina o estudo de outro procedimento nesta dissertação, que consiste na determinação das médias dos deslocamentos horizontais (*offsets*) do sistema flutuante, solicitado por carregamentos ambientais atuantes em varias direções, o que permite construir o chamado Diagrama de *Offsets*.

O cruzamento de ambos os diagramas (de *SAFOP* e de *Offsets*), permite identificar se o sistema de ancoragem mantém a unidade flutuante dentro de uma zona que não exceda a zona em que os *risers* operam de forma segura. Como mencionado anteriormente, esta informação permite avaliar a possibilidade de executar ciclos de verificação de diferentes sistemas de ancoragem para escolher a melhor opção.

1.3 Objetivos

As práticas de projeto integrado de sistemas de ancoragem e *risers* que atualmente estão sendo usadas, abrangem várias alternativas com diferentes aplicações na indústria *offshore*. No entanto, algumas delas ainda não estão totalmente consolidadas, sendo pouco ou nada utilizadas. O presente trabalho tem por objetivo desenvolver um procedimento de geração de diagramas de *SAFOP*, identificando os critérios de projeto de aplicação geral para *risers* rígidos e flexíveis. O diagrama de *SAFOP* permite estabelecer os limites da zona de operação segura do sistema de *risers*, o que fornece informação de muita importância para o projeto do sistema de ancoragem.

Um segundo objetivo é desenvolver um procedimento de geração de diagramas de *Offsets*, que permitem estimar a complacência do sistema de ancoragem nos passeios da unidade flutuante em várias direções, solicitado por carregamentos ambientais definidos de projeto. Na geração dos diagramas de *Offsets* são avaliadas as trações das linhas, podendo também ser considerada uma condição de avaria com uma ou várias linhas rompidas.

Outro objetivo deste trabalho é gerar um procedimento mediante o uso de diagramas “cruzados” de *SAFOP* e de *Offsets*, em possam ser verificadas diferentes configurações de ancoragem e escolher a opção mais viável às necessidades do projeto. Isto significa que os critérios de projeto dos *risers* são adotados como uma premissa adicional no projeto do sistema de ancoragem.

É objetivo também testar, verificar e consolidar a geração do diagrama de *SAFOP* implementado no programa SITUA-Prosim [6,7], ferramenta computacional que permitirá o desenvolvimento desta dissertação. Este programa é baseado em uma formulação acoplada que incorpora, em uma única estrutura de código e de dados, um modelo hidrodinâmico para a representação do casco da unidade flutuante, e um modelo de elementos finitos para a representação rigorosa das linhas de ancoragem e *risers*. A cada instante do processo de integração no tempo das equações de movimento do casco, o programa efetua passos da análise não-linear dinâmica das linhas. Como resultado desta formulação acoplada, o programa é capaz de fornecer os movimentos da unidade flutuante levando em conta de forma rigorosa a contribuição das linhas, considerando implícita e automaticamente todos os efeitos não-lineares e dinâmicos decorrentes da interação entre o casco e as linhas, portanto permitindo ganhos significativos em termos de precisão dos resultados. O SITUA-Prosim incorpora um conjunto de ferramentas

numéricas e gráficas que permite a aquisição de dados batimétricos, meteoceanográficos e de carregamentos ambientais.

Em resumo, os objetivos do presente trabalho são:

- Desenvolver um procedimento de geração de diagramas de *SAFOP*;
- Desenvolver um procedimento de geração de diagramas de *Offsets*;
- Estabelecer um procedimento que, mediante ciclos de verificação do cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e de *Offsets*, possa ser usado no projeto de sistemas de ancoragem;
- Testar, verificar e consolidar a geração dos diagramas de *SAFOP* do programa SITUA-Prosím.

1.4 Organização do Texto

No capítulo 2 são mostrados os principais sistemas *offshore* flutuantes de produção de petróleo, e descritos de maneira sucinta os sistemas de ancoragem e *risers* mais comumente utilizados nesses sistemas.

Em seguida, o capítulo 3 apresenta as condições ambientais de vento, onda e correnteza atuantes nos sistemas *offshore*, e as formulações para o cálculo das forças que elas geram.

No capítulo 4 são descritos tanto o modelo hidrodinâmico que representa o casco e a equação de movimento dele, quanto o modelo estrutural e hidrodinâmico das linhas. Este capítulo inclui também, as formulações matemáticas para a solução das equações de movimento em problemas dinâmicos lineares e não lineares.

O capítulo 5 apresenta algumas metodologias de análise e projeto de linhas de ancoragem e *risers*.

No capítulo 6 encontra-se uma explicação detalhada do método para calcular a zona segura de operação do sistema de *risers* (*SAFOP*), a geração dos diagramas que definem essa zona e a sua utilização. Neste capítulo é apresentada a geração do *SAFOP* para o sistema de *risers* (e umbilicais) de uma plataforma semi-submersível.

No capítulo 7 são explicados os procedimentos de geração de diagramas de *Offsets*, a informação que eles fornecem e seus usos. Aqui também, como no capítulo anterior, em estudos de casos, são gerados os correspondentes diagramas para uma plataforma semi-submersível.

O capítulo 8 apresenta um novo procedimento de verificação do sistema de ancoragem tomando como premissa adicional os critérios de projeto dos *risers*, baseado no cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e diagramas de *Offsets*.

Como parte final deste trabalho no capítulo 9 são descritas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2. SISTEMAS FLUTUANTES PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

2.1 Introdução

Atualmente, a exploração de petróleo *offshore* é uma atividade aplicada em diversos cenários, em diversas condições ambientais e em diferentes profundidades de mar. Para otimizar a exploração do petróleo têm sido utilizados diferentes tipos de sistemas estruturais que foram adaptados para resistir as condições ambientais e operar nas distintas profundidades do mar. Os sistemas estruturais para exploração de petróleo no mar são conhecidos como Sistemas *Offshore* e compreendem unidades marinhas de exploração, de produção e de armazenamento de petróleo. Alguns Sistemas *Offshore* cumprem várias funções combinadas, por exemplo, produção e armazenamento de petróleo.

Os sistemas *offshore* podem ser Fixos, como Jaquetas, Torres Complacentes, Plataformas de gravidade (de concreto) e Plataformas Auto-elevatórias; ou Flutuantes, tais como Plataformas Semi-submersíveis, Plataformas de Pernas Tensionadas (*TLP*), Plataformas Spar e Navios Ancorados (*FPSO*).

Os objetivos do presente trabalho abrangem o uso das Plataformas Flutuantes de Produção de Petróleo *Offshore*, e elas são descritas na seção 2.2 a seguir. Maior informação de plataformas fixas e flutuantes para diferentes atividades *offshore* pode ser encontrada em Chakrabarti [8,9].

2.2 Unidades Flutuantes de Produção de Petróleo *Offshore*

As plataformas flutuantes de produção permanecem estacionárias durante a sua vida útil, que usualmente é de 20 a 30 anos. Para executar a atividade de Produção, estas plataformas fazem uso de um arranjo de válvulas que controlam os poços, chamada “árvore de natal”, a qual dependendo do sistema estrutural, pode estar localizada na superfície (árvore de natal seca) ou no fundo marinho (árvore de natal molhada). Um dos requerimentos mais importantes é a interface com os *risers* (vide seção 2.4). Para árvore de natal seca, os *risers* utilizados compreendem dutos de aço verticais, eles devem ser projetados para resistir à pressão do poço em todas as condições de operação.

Já para árvore de natal molhada faz-se uso de *risers* flexíveis ou rígidos em catenária, que permitem maior tolerância nos movimentos da plataforma.

Este tipo de plataforma apresenta baixa rigidez no plano horizontal, com períodos naturais de translação (*surge* e *sway*) bem superiores ao período das ondas do mar. A resposta hidrodinâmica e estrutural dos sistemas *offshore* flutuantes de produção fazem necessário realizar uma série de análises para estabelecer a Zona Segura de Operação dos *Risers* e o projeto do Sistema de Ancoragem.

A seguir, são descritas de maneira sucinta alguns tipos de plataformas em que podem ser aplicadas as Metodologias de Projeto Integrado de Sistemas de Ancoragem e *Risers* do presente trabalho.

- **Plataforma Semi-submersível**

São estruturas flutuantes com várias colunas e com um convés de grande porte. Na parte inferior das colunas estão localizados os membros horizontais de flutuação, comumente chamados *pontoons*. Existem semi-submersíveis com membros diagonais entre as colunas (*braces*), que contribuem a suportar as cargas impostas pelas ondas. Também existem semi-submersíveis com colunas robustas sem membros diagonais; a vantagem delas é a facilidade construtiva.

As plataformas semi-submersíveis são ancoradas com Quadros de Ancoragem em Catenária Convencional, *Taut-Leg* ou semi-*Taut-Leg* (vide seção 2.2).

- **Plataforma Spar**

São unidades flutuantes formadas principalmente por uma estrutura cilíndrica vertical com grande calado. Elas são projetadas para que seu centro de gravidade fique debaixo do centro de flutuação, o que lhe dá estabilidade. Usualmente são ancoradas com Quadros de Ancoragem de tipo *Taut-Leg* (vide seção 2.3) e apresentam complacência nos 6 graus de liberdade de movimento.

- **Navios ancorados**

Este tipo de plataformas são navios petrolíferos adaptados para produzir petróleo. Eles têm a função de produzir, armazenar e fazer o alívio do petróleo, sendo neste caso chamados *FPSO* (*Floating Production, Storage and Offloading*).

Devido ao seu conceito estrutural original ser como navio petrolífero, os *FPSOs* apresentam algumas desvantagens operando como unidades estacionárias, isto devido

ao seu grande porte que gera grande amplitude de movimentos sob tormenta, maior do que em outros tipos de sistemas flutuantes. Mas para lidar com essa desvantagem, os sistemas de ancoragem projetados permitem um melhor alinhamento do navio com a condição ambiental dominante. Os principais sistemas de ancoragem utilizados para *FPSOs* são Ponto Único de Ancoragem, Quadro de Ancoragem *DICAS* (*Differentiated Compliancy Anchoring System*) ou Posicionamento Dinâmico, que são explicados na seção 2.3.

A principal vantagem dos *FPSOs* é a sua viabilidade econômica, pois apresenta simplicidade de conversão ou construção, facilidade de instalação e re-locação, custo de investimento reduzido e curto prazo entre o projeto e o início da produção. Além disso, podem ser reaproveitados navios com cerca de 20 anos de uso e/ou com alto custo de operação para o transporte do petróleo.

A Figura 2.1 ilustra os três tipos de plataformas flutuantes de produção descritas anteriormente.

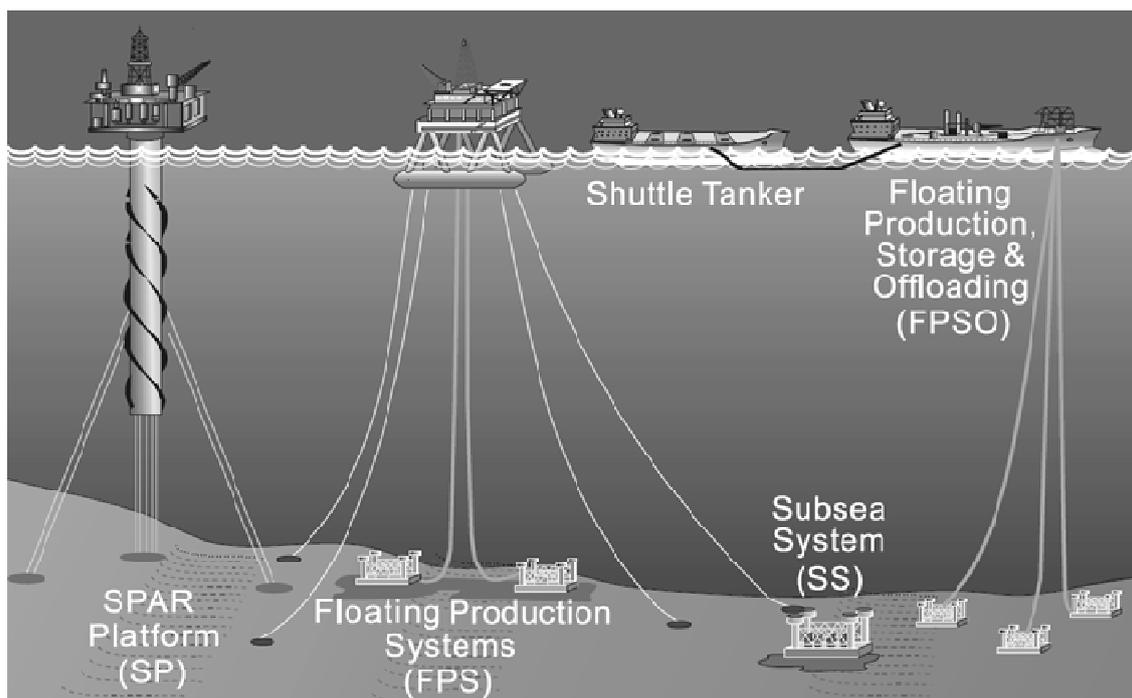


Figura 2.1 – Plataformas flutuantes de produção (Spar, Semi-submersível e *FPSO*)

• **Plataforma de Pernas Tensionadas (*Tension Leg Platform – TLP*)**

As *TLPs* são unidades com excesso de flutuação, a qual é compensada por tendões que conectam as pernas (colunas) com um sistema de fundação no solo marinho.

O conceito estrutural das *TLPs* permite complacência nos movimentos de translação horizontal (*surge* e *sway*) e de rotação em torno da vertical (*yaw*), mas no

plano vertical os tendões fornecem rigidez elevada aos movimentos de translação vertical (*heave*) e rotação em torno das direções horizontais (*roll* e *pitch*) com períodos menores do que o período dominante do mar. A Figura 2.2 apresenta uma plataforma *TLP*.

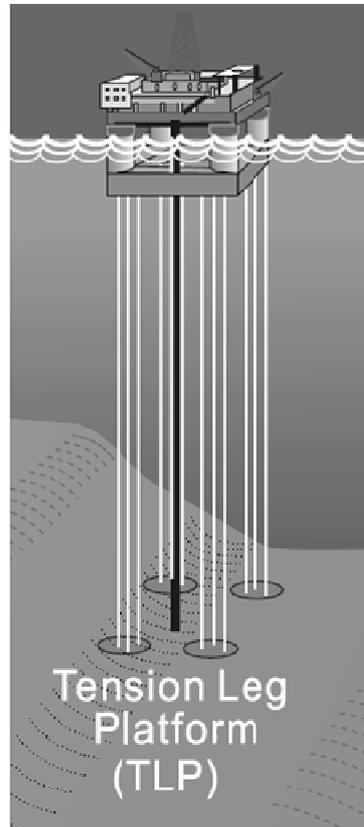


Figura 2.2 – Plataforma de Pernas Tensionadas (*TLP*)

2.3 Sistemas de ancoragem

O principal objetivo dos sistemas de ancoragem é manter a unidade flutuante (UF) em posição dentro de limites estabelecidos.

A seguir são descritos os três sistemas de ancoragem utilizados nas plataformas descritas na seção anterior.

- **Quadro de Ancoragem (*Spread Mooring System – SMS*)**.

As linhas de ancoragem se encontram distribuídas em torno da unidade flutuante. Atualmente existem três tipos de quadros de ancoragem utilizados em plataformas flutuantes de produção:

- Catenária convencional. É o sistema tradicionalmente usado em operações de produção, com a vantagem de possibilitar maiores passeios da UF sem a necessidade de uso de âncoras com elevado poder de garra. São

usualmente formadas por trechos de amarra (nos extremos) e de cabo de aço.

- *Taut-Leg*. São utilizadas linhas de fibra sintética, as quais apresentam varias vantagens sobre o aço utilizado na Catenária Convencional, como o peso bem mais leve, a flexibilidade e que podem absorver através da sua extensão os movimentos dinâmicos impostos, evitando tensões dinâmicas excessivas. Neste tipo de ancoragem a linha se encontra esticada com um ângulo de topo de aproximadamente 45 graus com a vertical, tendo assim, uma projeção horizontal da mesma ordem de grandeza da lâmina d'água, o que é mais uma vantagem em águas profundas.

As âncoras utilizadas nas linhas com configuração *Taut-Leg* precisam resistir altas cargas verticais.

Às vezes é utilizada uma variante desse tipo de ancoragem, que poderia ser chamada de semi-*Taut-Leg*, em que uma parte do trecho inferior da linha é apoiado no fundo, e que dependendo dos deslocamentos horizontais da unidade flutuante, o comprimento apoiado aumenta o diminui. Esta configuração é uma combinação da catenária convencional e da *Taut-Leg*.

Atualmente, em águas profundas e ultra-profundas se projetam novas concepções para evitar ancoragens com grande projeção horizontal. A tendência é reduzir essa projeção usando ancoragens de Raio Ultracurto.

Na Figura 2.3 é mostrada uma comparação da Catenária Convencional e do sistema *Taut-Leg*.

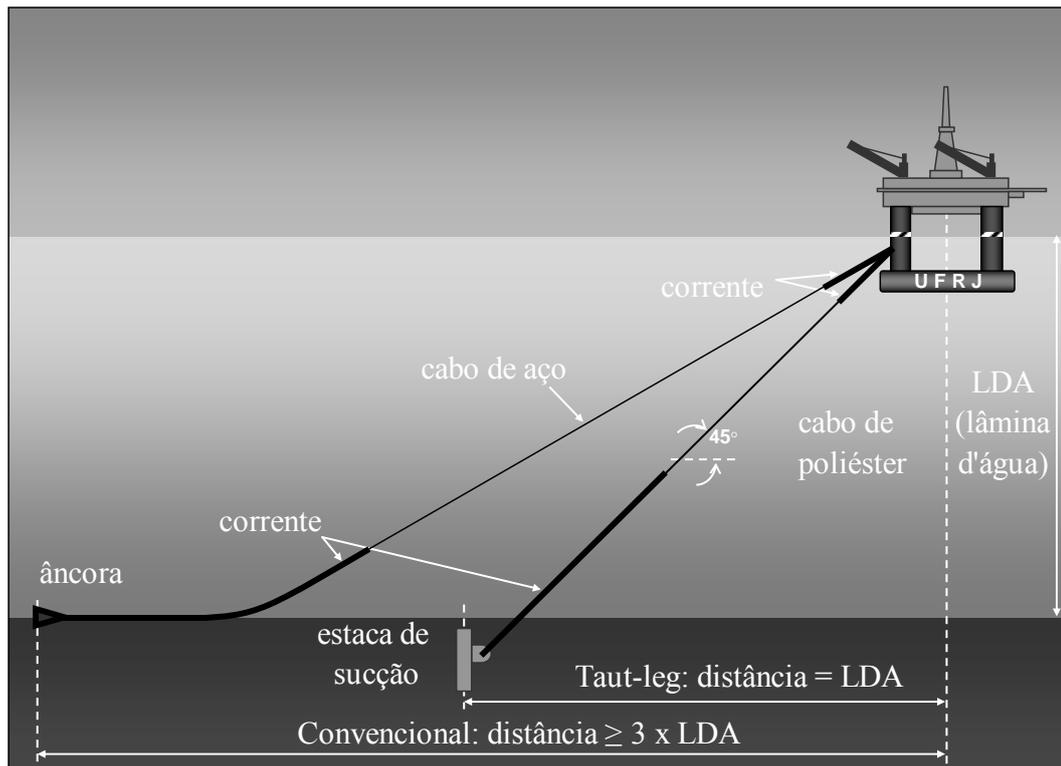


Figura 2.3 – Ancoragem em Catenária Convencional e configuração *Taut-Leg*

- *DICAS (Differentiated Compliancy Anchoring System)*. Este sistema de ancoragem, desenvolvido pela Petrobras para produção e armazenamento em área *offshore* brasileira, consiste basicamente em um sistema de linhas de ancoragem com ligações em popa e proa do navio, que lhe fornecem a complacência de giro no plano horizontal (*yaw*) requerida ante a ação dos carregamentos ambientais. Esta complacência é conseguida através das diferentes pretensões das linhas em popa e proa do navio. Diferentes níveis de rigidez das linhas irão conduzir a diferentes ângulos críticos de incidência, resultando num melhor posicionamento do navio em relação as mais freqüentes direções de incidência ambiental moderada e de tempestades.

O sistema *DICAS* pode ser projetado para diferentes passeios e ângulos de giro no plano horizontal, mas os sistemas comumente utilizados são o *SYS (Small Yaw System)* e o *LYS (Large Yaw System)*.

O sistema *SYS* (Figura 2.4) permite grandes passeios das áreas de conexão dos *risers*, mas o ângulo principal de giro no plano horizontal está limitado a 30 graus em condições extremas.

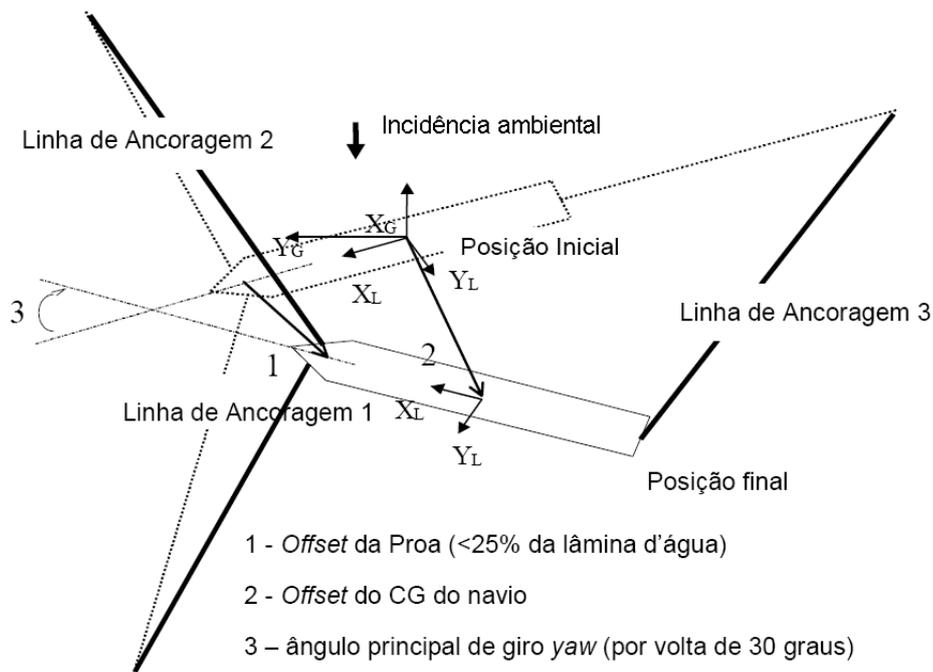


Figura 2.4 – Ancoragem *DICAS SYS (Small Yaw System)*

O sistema *LYS* (Figura 2.5) restringe ao navio a passeios pequenos, mas permite maiores ângulos de giro no plano horizontal, podendo alcançar até 80 graus em condições extremas.

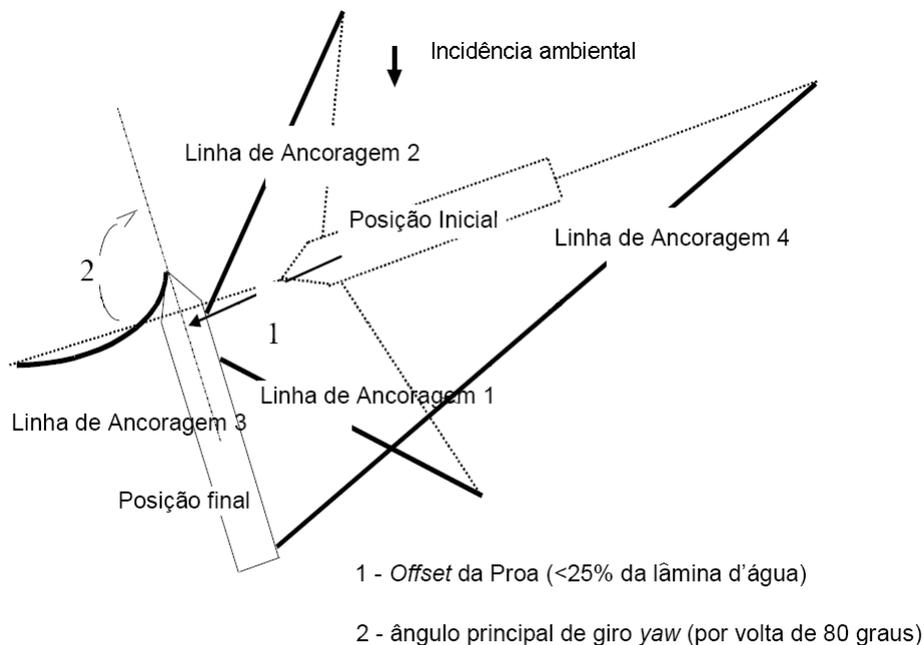


Figura 2.5 – Ancoragem *DICAS LYS (Large Yaw System)*

• **Ponto Único de Ancoragem (Single Point Mooring – SPM).**

Este tipo de ancoragem é principalmente usado em navios *FPSO*. A conexão do topo das linhas se realiza numa pequena área do navio ou exterior a ele, o que lhe

permite complacência de giro no plano horizontal para alinhar-se à combinação de carregamentos ambientais minimizando as forças sobre o casco.

- Sistema *Turret*. É uma estrutura instalada interna o externamente ao *FPSO*. Está formada por um núcleo onde são conectadas as linhas de ancoragem (normalmente em catenária convencional) e os *risers*, que permite o giro do navio para que se alinhe à condição ambiental dominante. Nas figuras 2.6 e 2.7 são mostrados um *Turret* interno e um externo respectivamente.

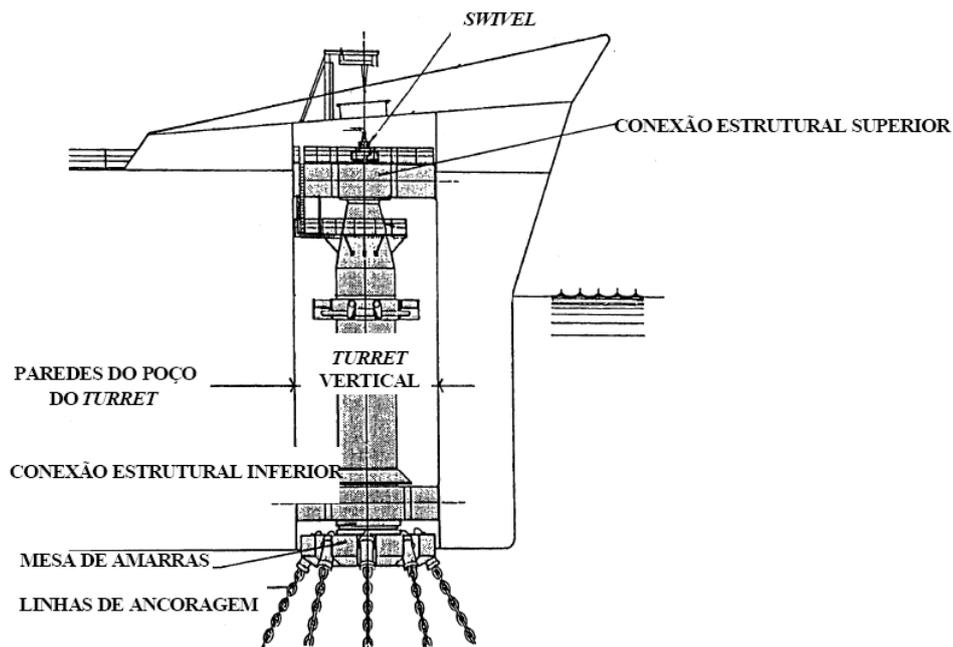


Figura 2.6 – *Turret* interno [10]

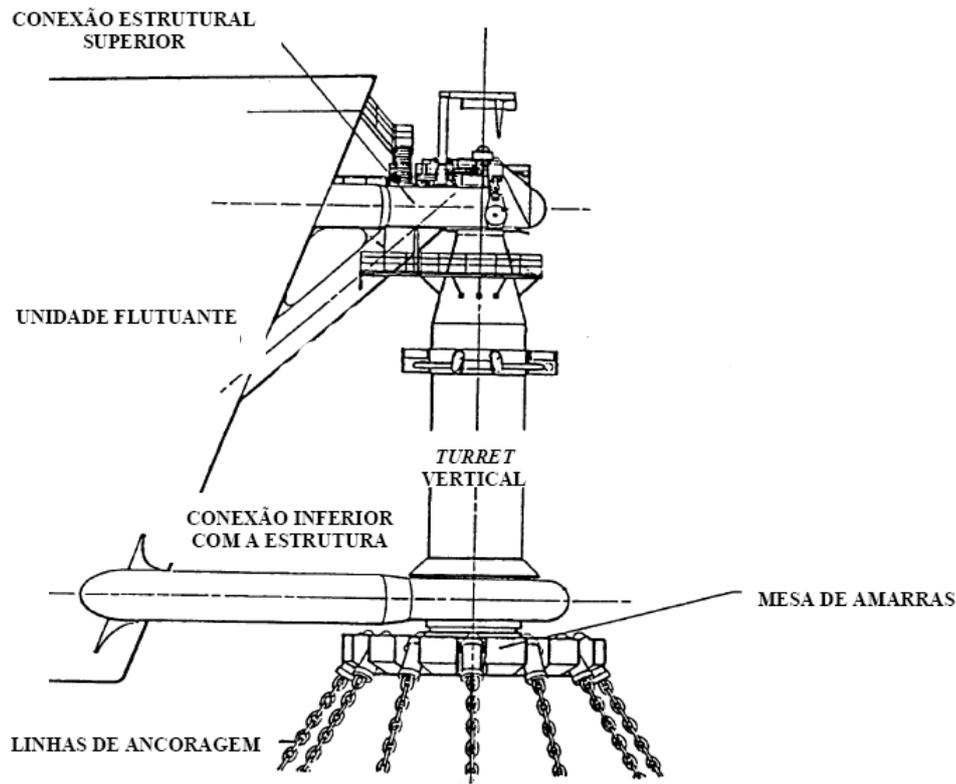


Figura 2.7 – Turret externo [10]

• **Ancoragem Vertical com Tendões.**

Este tipo de ancoragem é utilizado nas plataformas *TLP* que, como mencionado, o casco tem excesso de flutuação, portanto os tendões verticais precisam estar sempre tracionados (Vide Figura 2.2). Eles geralmente são tubos estanques não pressurizados que proporcionam alta rigidez no plano vertical e baixa no plano horizontal. O sistema de fundação é de alta resistência vertical.

A configuração vertical dos tendões permite um arranjo de fundo mais limpo (sem linhas de ancoragem em catenária).

Ressalta-se que nesta seção foram apresentados os sistemas de ancoragem utilizados em plataformas de produção, mas que existem outros tipos parecidos usados em outras atividades. Por exemplo, para realizar atividades de alívio ou exportação pode ser usado o sistema *CALM* (*Catenary Anchor Leg Mooring*) que é mais um sistema de Ponto Único de Ancoragem formado por uma bóia onde se conecta o navio. Outro exemplo é o Posicionamento Dinâmico, que é utilizado principalmente em atividades de perfuração, completção e intervenção de poços de petróleo. Mais informação sobre sistemas de ancoragem pode ser encontrada em API-RP-2SK [10].

2.4 *Risers* e umbilicais

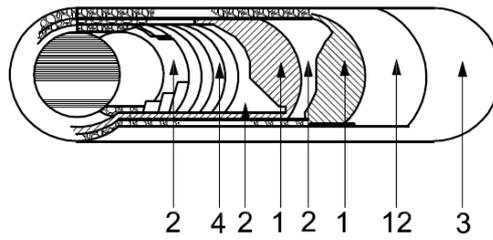
Os *risers* de produção são condutores de fluidos entre a unidade flutuante (UF) e os equipamentos submarinos. O sistema de *risers* é uma interface entre estruturas estáticas no fundo do mar e a estrutura dinâmica da unidade flutuante na superfície.

Os *risers* principalmente usados em Plataformas Flutuantes de Produção de Petróleo *Offshore* são de três tipos:

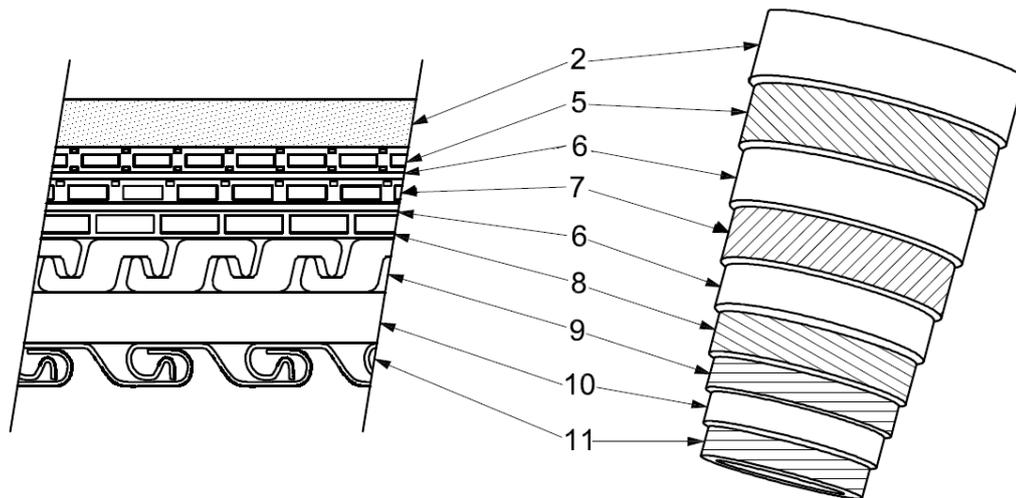
- **Risers Flexíveis**

Formados por várias camadas superpostas de diferentes materiais, o que lhe permite flexibilidade e comportamento estrutural adequado ante a ação dinâmica induzida pela UF e as ondas. Eles são projetados com alta rigidez axial e com relativamente baixa rigidez flexional. Existem *risers* flexíveis com e sem adesão entre as suas camadas (*bonded/unbonded pipe*).

Na Figura 2.8 se apresenta uma configuração típica [11] tanto de um *riser* flexível com camadas aderentes quanto um com camadas não aderentes.



a)



b)

- | | |
|--------------------------------------|---|
| 1.- Armadura de tração | 7.- Armadura interna de tração |
| 2.- Camada anti-atrito | 8.- Armadura de pressão de apoio |
| 3.- Camada externa | 9.- Armadura de pressão intertravada |
| 4.- Camada de tensão circunferencial | 10.- Camada interna de pressão |
| 5.- Armadura externa de tração | 11.- Carcaça intertravada |
| 6.- Camada anti-desgaste | 12.- Camada anti-flambagem (compressão axial) |

Figura 2.8 – *Riser* flexível típico: a) com camadas aderentes; e b) com camadas não aderentes

Cada camada ou grupo de camadas têm funções específicas. Em geral, a camada interna permite a integridade do fluido, as armaduras de pressão e carcaça intertravada suportam a pressão interna e externa, as armaduras de tração resistem as altas trações em que o *riser* trabalha, e a camada externa que dá proteção ao *riser* e evita a penetração do fluido externo. Outras camadas intermediárias permitem a interação entre camadas, por exemplo, a camada anti-atrito e anti-desgaste.

Os *risers* flexíveis podem assumir diferentes configurações em catenária. Na Figura 2.9 se mostram as configurações tipicamente usadas nas atividades de produção.

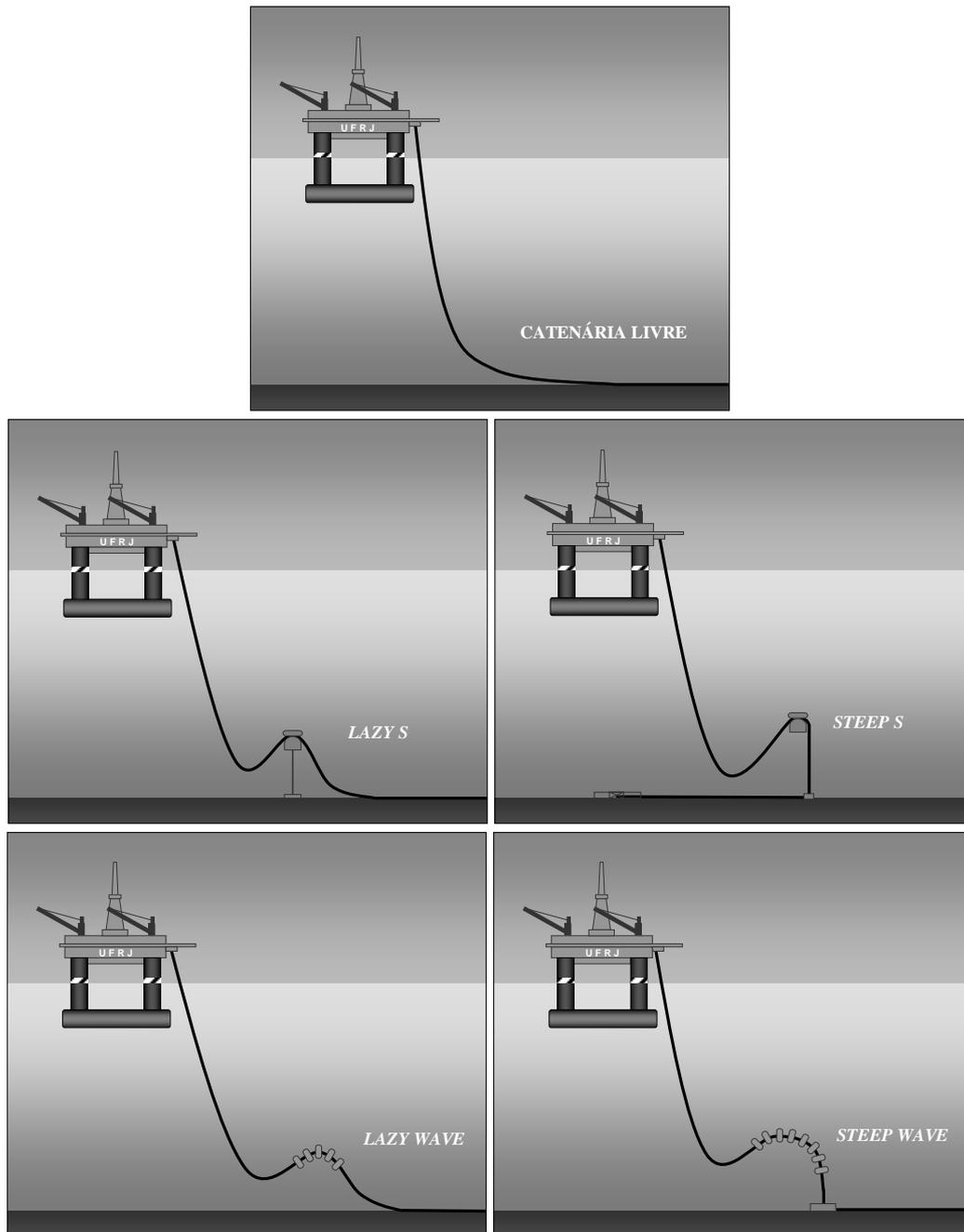


Figura 2.9 – Configurações típicas de *risers* flexíveis

Para um *riser* com configuração em Catenária Livre, onde o trecho inferior é apoiado livremente no fundo marinho, a instalação é mais simples, mas apresenta maiores esforços na conexão com a plataforma. A configuração *Lazy S*, adequada para poços mais afastados da plataforma, contém um arco flutuador sustentado por um tensionador, e forma uma dupla catenária. Já na configuração *Steep S*, onde o trecho final do próprio *riser* fica tensionado (não utiliza tensionador), é mais adequada para poços próximos da unidade flutuante, contribuindo a reduzir o congestionamento nessa região. As configurações *Lazy Wave* e *Steep Wave* apresentam um comportamento

semelhante às *Lazy S* e *Steep S* respectivamente, mas o arco flutuador é substituído por flutuadores distribuídos num trecho do *riser*.

A utilização do arco flutuador ou dos flutuadores permite o alívio do peso e dos esforços na conexão com a unidade flutuante, e contribui com momento restaurador sob solicitações laterais.

A escolha de uma configuração é principalmente baseada em critérios econômicos e na localização dos poços.

Existem outras configurações menos utilizadas ou ainda em desenvolvimento. Algumas delas utilizam duplo arco flutuador ou uma estrutura fixa no fundo que substitui o tensionador da *Lazy S*.

- **Risers Rígidos em Catenária (SCR- Steel Catenary Riser, TCR- Titanium Catenary Riser)**

São dutos formados apenas por uma camada de metal. Eles adotam a forma de catenária e não utilizam bóias nem flutuadores intermediários. Seu material pode ser aço, titânio ou segmentos de ambos.

O *SCR* é uma alternativa econômica para exportação de óleo e gás e para linhas de produção, injeção de água ou gás em águas profundas, sendo que nessa situação os *risers* flexíveis de diâmetros grandes apresentam limitações técnicas e econômicas.

Regiões de particular interesse nos *SCRs* são o ponto de conexão com a plataforma e o trecho apoiado no solo marinho (*Touch Down Point – TDP*).

- **Risers Híbridos (Flexível-Rígido)**

Nesta configuração são aproveitadas as características dos *risers* flexíveis e rígidos em combinação. Usualmente, o primeiro trecho a partir da unidade flutuante é conformado por um *riser* flexível em catenária livre, o qual se conecta ao *riser* rígido, nesta interface se encontra um dispositivo de flutuação ou bóia. O *riser* rígido pode ser de tipo vertical ou *SCR* (vide Figura 2.10).

O trecho flexível permite acompanhar sem problemas todos os movimentos da unidade flutuante.

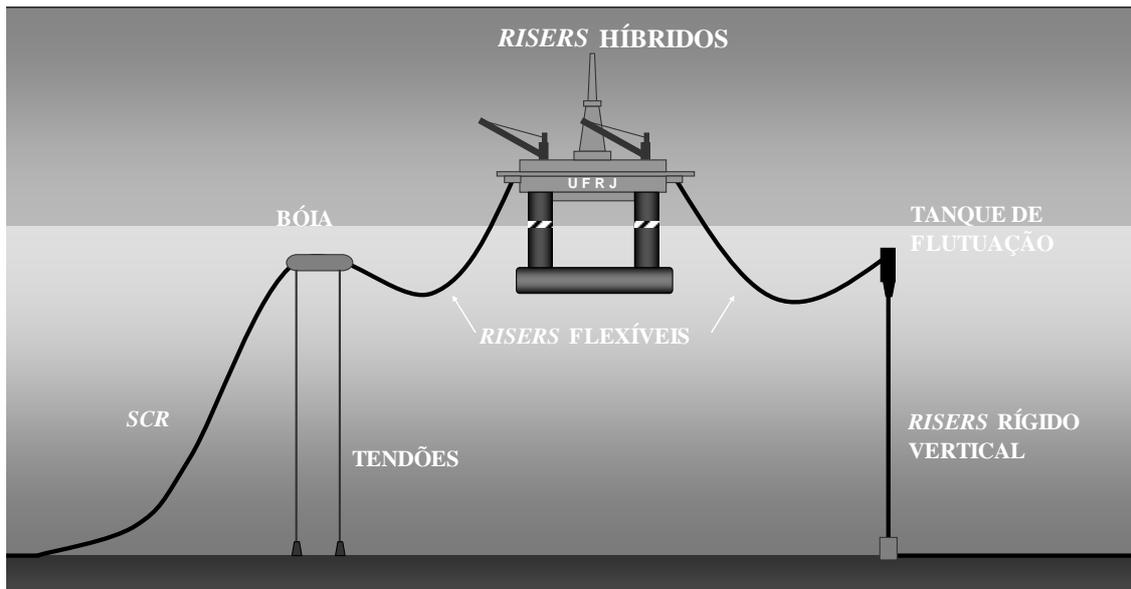


Figura 2.10 – *Risers* híbridos (flexível-rígido)

Os três tipos de *risers* descritos (Flexíveis, Rígidos em catenária e Híbridos) são os utilizados com maior frequência na indústria *offshore*. Outro tipo de *riser* usado para atividades de produção de petróleo são os *Risers* Tensionados no Topo (*Top Tensioned Riser – TTR*), que são *risers* verticais formados por tubos de aço colocados desde a superfície d’água até o solo marinho. Este tipo de *riser* começou sendo usado apenas para atividades de perfuração. Ele apresenta algumas desvantagens em relação aos *risers* mencionados anteriormente porque não tem suficiente complacência ante movimentos e cargas laterais, seu uso é quase exclusivamente para árvore de natal seca. Este tipo de *risers* tem sido usado em plataformas *TLPs* e *Spar* [9].

- **Umbilicais**

Os Umbilicais são condutos dentro dos quais se instalam dutos hidráulicos e/ou cabos elétricos para fornecer energia e para o controle dos equipamentos submarinos. Seu comportamento estrutural é semelhante aos *risers* flexíveis. O fabricante deve especificar as características estruturais e as limitações de cada umbilical construído.

A Figura 2.11 apresenta um umbilical com cabos elétricos para controle de equipamento submarino.



Figura 2.11 – Umbilical com cabos elétricos

3. CARREGAMENTOS AMBIENTAIS

3.1 Introdução

Os sistemas *offshore* se encontram expostos às ações ambientais. Em plataformas flutuantes, o casco recebe carregamentos de vento, onda e correnteza; e nas linhas de ancoragem e *risers* atuam carregamentos de onda e correnteza.

O projetista deve estimar os efeitos das ações ambientais sobre os sistemas *offshore* para produzir um sistema que opere com um nível de segurança adequado. Cada zona tem características representativas, mas a natureza dos carregamentos ambientais envolve um alto nível de aleatoriedade.

Nesta seção são descritos tanto a formulação dos modelos de representação das ondas, quanto o cálculo das forças geradas pelas ondas, correnteza e vento que agem nos sistemas *offshore*.

3.2 Onda

O comportamento e os efeitos das ondas são fenômenos complicados devido a sua natureza aleatória. A seguir, descreve-se o modelo matemático que representa o comportamento das ondas no mar; depois são comentadas as teorias de onda (solução do problema matemático) para o cálculo de deslocamento, velocidade e aceleração das partículas de onda; depois, a representação espectral de um estado de mar irregular e seu uso; para finalizar, são descritos métodos para calcular forças devidas à movimentação do fluido.

3.2.1 Modelo matemático

O modelo matemático que representa o comportamento de ondas no mar é composto por um Problema de Valor de Contorno (PVC), que consiste em uma equação diferencial e as condições de contorno associadas.

Assume-se que o fundo do oceano é plano e com profundidade d (medida a partir do nível de águas tranquilas) e que as ondas são bidimensionais no plano ξ - η , periódicas, uniformes e progredindo na direção ξ positiva.

A Figura 3.1 ilustra as condições de contorno do problema no fundo do mar e na superfície livre, como também uma onda regular definida em termos de sua altura H e período T .

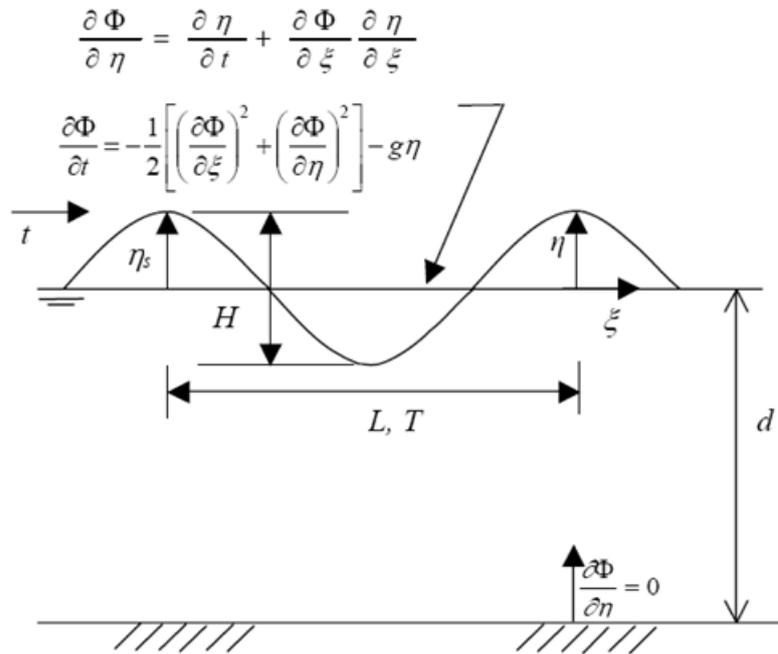


Figura 3.1 – Modelo matemático da onda, Condições de contorno

O comprimento L é a distância (medida na direção ξ) entre dois picos ou cristas sucessivas e o período T é o tempo que uma crista leva para percorrer uma distância igual ao comprimento de onda L .

A relação que existe entre L e T define a velocidade de propagação da onda (ou celeridade) é dada simplesmente por:

$$c = \frac{L}{T} \quad (3-1)$$

• Equação Diferencial Bidimensional

Neste modelo, o fluxo é considerado oscilatório, incompressível e irrotacional. Como consequência da consideração de fluido incompressível valem as condições de continuidade, pelas quais a massa e o volume do fluido são conservados. A expressão de conservação de volume pode ser escrita em termos das velocidades das partículas do fluido, da seguinte forma [8]:

$$\frac{\partial \dot{u}}{\partial \xi} + \frac{\partial \dot{w}}{\partial \eta} = 0 \quad (3-2)$$

onde \dot{u} e \dot{w} são as componentes de velocidade nas direções ξ e η respectivamente.

Como consequência da consideração de fluido irrotacional, as velocidades da partícula fluida podem ser representadas como o gradiente de um potencial escalar $\Phi = \Phi(\xi, \eta, t)$, função das coordenadas de um ponto no espaço (ξ, η) e do tempo t , ou seja,

como a taxa de variação do potencial Φ em relação às coordenadas do ponto considerado [8]:

$$\dot{u} = \frac{\partial \Phi}{\partial \xi} \quad \text{e} \quad \dot{w} = \frac{\partial \Phi}{\partial \eta} \quad (3-3)$$

Substituindo-se (3-3) em (3-2), obtém-se a equação de Laplace:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \eta^2} = 0 \quad (3-4)$$

O PVC que compõe o modelo matemático para representar o comportamento das ondas incorpora esta equação de Laplace (3-4) e um conjunto de condições de contorno associadas. A incógnita básica do PVC é, portanto, o potencial de velocidade do fluido Φ , a partir do qual, por derivação, podem ser obtidas as velocidades e acelerações das partículas do fluido.

• Condições de Contorno

As duas condições de contorno na superfície livre expressas em termos do potencial Φ são:

- A condição de contorno dinâmica, que pode ser deduzida a partir da equação de Bernoulli, partindo da premissa que a pressão atmosférica fora da região do fluido é constante (como demonstrado em [8]):

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} + \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\partial \Phi}{\partial \xi} \right)^2 + \left(\frac{\partial \Phi}{\partial \eta} \right)^2 \right] + g\eta = 0 \quad \text{em} \quad \eta = \eta_s \quad (3-5)$$

onde g é a aceleração da gravidade (9.81 m/s^2) e $\eta_s(\xi, t)$ é uma função que exprime a elevação da onda na superfície livre.

- A condição de contorno cinemática, que estabelece que uma partícula na superfície livre em um dado instante de tempo irá permanecer na superfície livre [8]:

$$\frac{\partial \eta_s}{\partial t} + \frac{\partial \Phi}{\partial \xi} \frac{\partial \eta_s}{\partial \xi} - \frac{\partial \Phi}{\partial \eta} = 0 \quad \text{em} \quad \eta = \eta_s \quad (3-6)$$

Lembrando que o fundo do mar é assumido como plano e horizontal, a condição de contorno no fundo implica que a componente vertical da velocidade da partícula de fluido deve ser igual a zero.

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \eta} = 0 \quad \text{em} \quad \eta = d \quad (3-7)$$

O problema de valor de contorno completo é portanto descrito pela equação de Laplace (3-4) e as três condições de contorno (3-5, 3-6 e 3-7).

3.2.2 Teorias de onda

As Teorias de onda têm por objetivo solucionar o problema matemático que representa o comportamento de ondas no mar. O Problema de Valor de Contorno (PVC) é solucionado para determinar velocidades e acelerações do fluido (sem considerar a presença de um corpo).

O PVC descrito no item anterior é altamente não-linear, especialmente devido às condições de contorno de superfície livre. Desta forma, de modo geral, não é possível obter uma solução analítica rigorosa para Φ e a solução (em termos de velocidades e acelerações das partículas fluidas induzidas pela onda) deve ser obtida introduzindo aproximações e/ou utilizando métodos numéricos.

Existem diversos métodos ou “teorias de onda” comumente usadas para a solução desse problema [12], [8]. Algumas teorias são desenvolvidas assumindo-se que a solução para Φ adota a forma de uma série de potências em termos de um parâmetro de perturbação adimensional ε :

$$\Phi = \sum_{n=1}^{\infty} \varepsilon^n \Phi_n \quad (3-8)$$

onde Φ_n é a solução de ordem n para Φ ; assume-se que o valor do potencial de velocidade (ou, equivalentemente, o perfil da onda na superfície) converge assintoticamente com as ordens mais elevadas das séries em ε . Uma solução analítica fechada pode então ser obtida introduzindo uma aproximação, que consiste em limitar o parâmetro de perturbação ε a uma dada ordem.

O parâmetro de perturbação ε é comumente definido em termos de uma relação entre a altura H e o comprimento L da onda (ou a declividade), dada por:

$$\varepsilon = \pi \frac{H}{L} \quad (3-9)$$

Neste ponto, pode-se introduzir o conceito do número de onda k :

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad (3-10)$$

de modo que o parâmetro de perturbação ou declividade da onda ε pode ser escrito como:

$$\varepsilon = \frac{kH}{2} \quad (3-11)$$

De forma similar, a elevação da onda η_s na superfície livre pode ser escrita na forma de uma série:

$$\eta_s = \sum_{n=1}^{\infty} \varepsilon^n \eta_n \quad (3-12)$$

Assim, a não linearidade ou a ordem do problema é definida em termos da declividade da onda ε . A teoria de 1a ordem é proporcional à declividade da onda, a teoria de 2a ordem ao quadrado da declividade, e assim por diante.

Dentre os métodos que se encaixam nesta categoria, podem ser mencionados os seguintes:

- Teoria Linear de Airy, ou Teoria de Onda Senoidal: de primeira ordem, válida para ondas de pequena amplitude;
- Teoria de Stokes, não-lineares (de segunda, terceira ou quinta ordem).

O procedimento mais usual, que atende à prática de projeto de sistemas *offshore*, consiste em empregar a Teoria Linear de Airy. Em alguns casos particulares poderiam ser empregadas teorias não-lineares, descritas em detalhe em [8] e [13].

3.2.3 Teoria linear de Airy

• Linearização

A Teoria Linear de Airy está baseada na premissa de que a altura de onda é pequena comparada com o comprimento de onda ou a profundidade da água. Esta premissa permite que as condições de contorno de superfície livre sejam satisfeitas no nível médio de águas tranquilas e não no nível real da elevação da onda. Portanto, as condições de contorno são linearizadas, desprezando os termos de segunda ordem e de ordens superiores.

O procedimento de linearização consiste em obter apenas a solução de primeira ordem, tomando somente o primeiro termo das séries em Φ e η nas expressões (3-8) e (3-12). Como isso o problema passa a ser linear em termos da altura da onda H ou declividade ε . Substituindo as expressões linearizadas nas condições de contorno de superfície livre (3-6) e (3-5), obtém-se:

$$\frac{\partial \eta_{s1}}{\partial t} - \frac{\partial \Phi_1}{\partial \eta} = 0 \quad \text{em } \eta = 0 \quad (3-13)$$

e

$$\frac{\partial \eta_{s1}}{\partial t} - g\eta_{s1} = 0 \quad \text{em } \eta = 0 \quad (3-14)$$

Da equação (3-14), a elevação da onda acima da superfície média da água é dada por:

$$\eta_{s1} = -\frac{1}{g} \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} \quad \text{em } \eta = 0 \quad (3-15)$$

As duas condições de contorno de superfície livre podem ser combinadas em uma, pela eliminação de uma das incógnitas η_1 , como segue:

$$\frac{\partial^2 \Phi_1}{\partial t^2} + g \frac{\partial \Phi_1}{\partial \eta} = 0 \quad \text{em } \eta = 0 \quad (3-16)$$

Desta forma, o PVC fica definido pela equação diferencial (3-4) e pelas condições de contorno (3-16) e (3-7).

• **Solução: Potencial de Velocidades**

A solução deste PVC é obtida através de uma técnica de separação de variáveis. Assume-se que o potencial Φ_1 pode ser escrito na forma:

$$\Phi_1 = Y(\eta)\Lambda(\alpha) \quad (3-17)$$

onde, para uma onda progressiva com celeridade c e assumindo que o tempo está viajando na direção ζ positiva, a periodicidade α é dada por $\alpha = \zeta + ct$.

Substituindo (3-17) na equação diferencial parcial (3-4) obtêm-se duas equações diferenciais ordinárias:

$$\frac{d^2 Y}{d\eta^2} - k^2 Y = 0 \quad (3-18)$$

$$\frac{d^2 \Lambda}{d\alpha^2} + k^2 \Lambda = 0 \quad (3-19)$$

As soluções gerais para estas equações diferenciais são:

$$Y = A_1 \cosh k\eta + A_2 \sinh k\eta \quad (3-20)$$

$$Y = A_3 \cos[k(\xi - ct)] + A_4 \sin[k(\xi - ct)] \quad (3-21)$$

Considerando-se que, quando $\varepsilon=0$ e $t=0$, a elevação da onda corresponde ao valor da crista ($a=H/2$), pode-se deduzir o valor para a constante $A_3=0$. Além disso, a condição de contorno no fundo fornece $A_2= A_1 \tanh(kd)$. Assim, a equação (3-17) pode ser escrita como

$$\Phi(\xi, \eta, t) = A_1 A_4 \frac{\cosh k(\eta+d)}{\cosh kd} \sin[k(\xi - ct)] \quad (3-22)$$

Considerando $\zeta=0$, $t=0$ e $\eta=0$, deduz-se que

$$A_1 A_4 = \frac{ga}{kc} \quad (3-23)$$

Finalmente, lembrando que $c=L/T$, $T=2\pi/w$ e $L=2\pi/k$, deduz-se que $kC=w$. Assim, obtém-se a seguinte expressão para o potencial de velocidade de 1a ordem ($\Phi = \varepsilon\Phi_1$) para uma profundidade da água d :

$$\Phi(\xi, \eta, t) = \frac{ga}{w} \frac{\cosh k(\eta+d)}{\cosh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-24)$$

onde w é a freqüência da onda em rad/s, a é a amplitude da onda ($H/2$) e θ é a fase da onda.

Substituindo esta expressão na equação (3-15) obtém-se a elevação da superfície da onda, que corresponde a um trem de ondas regulares se movendo na direção ζ :

$$\eta_s(\xi, t) = a \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-25)$$

• Velocidades, Acelerações e Deslocamentos das Partículas do Fluido

Finalmente, uma vez obtido o potencial de velocidade, as velocidades da partícula do fluido nas direções horizontal e vertical são obtidas diferenciando-se a equação (3-24) em relação a ζ e η :

$$\dot{u} = \frac{\partial \Phi}{\partial \xi} = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-26)$$

$$\dot{w} = \frac{\partial \Phi}{\partial \eta} = \frac{\pi H}{T} \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-27)$$

As acelerações da partícula de água nas direções horizontal e vertical são dadas por:

$$\ddot{u} = \frac{2\pi^2 H}{T^2} \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-28)$$

$$\ddot{w} = \frac{2\pi^2 H}{T^2} \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-29)$$

Observando-se as expressões de velocidades horizontal e vertical, verifica-se que a velocidade horizontal da partícula de fluido é máxima (ou mínima) quando a velocidade vertical for zero e vice-versa. Como as amplitudes dessas duas velocidades são geralmente diferentes, a partícula de fluido descreve uma trajetória elíptica sobre sua posição média, em um ciclo de onda completo.

Os deslocamentos da partícula de fluido a partir de sua posição média são obtidos pela integração de \dot{u} e \dot{w} em relação ao tempo t , aplicando-se a condição de contorno adequada para a constante de integração. Os deslocamentos nas direções horizontal e vertical, respectivamente u e w , são dados por:

$$u = -\frac{H}{2} \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-30)$$

$$w = \frac{H}{2} \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-31)$$

O deslocamento vertical máximo, medido no nível de águas tranquilas, é igual à amplitude da onda $a=H/2$.

Pressões.

Finalmente, outro resultado de interesse é o campo de pressões no fluido. Tal resultado pode ser obtido através da aplicação da equação de Bernoulli [8]:

$$p = \rho g \eta + \rho \frac{\partial \Phi}{\partial t} + \frac{1}{2} \rho (\nabla \Phi)^2 \quad (3-32)$$

A primeira parcela desta expressão corresponde ao termo de pressão hidrostática (ρ é a densidade do fluido). As demais parcelas correspondem às parcelas de primeira e segunda ordem da pressão dinâmica. De forma consistente com a expansão de primeira ordem do potencial de velocidade assumida pela teoria linear de Airy, a expressão da pressão dinâmica fica:

$$p_{d1} = \rho \frac{\partial \Phi}{\partial t} = \rho \varepsilon \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} \quad (3-33)$$

Empregando a expressão (3-24), pode-se então obter a expressão desejada para p_{d1} :

$$p_{d1} = p = \rho g \frac{H}{2} \frac{\cosh ks}{\cosh kd} \cos(k\xi - wt) \quad (3-34)$$

• Extrapolação de Wheeler

A teoria linear de Airy foi desenvolvida considerando-se que as condições de contorno do problema eram impostas no nível médio do mar (o nível de águas tranqüilas, onde $\eta=0$), e não na superfície livre da onda. Desta forma, todas as expressões apresentadas até agora para fornecer valores para a cinemática da onda podiam ser usadas apenas para pontos até a superfície média (com valores negativos para a coordenada η), ignorando a alteração da superfície livre devida à onda.

Em aplicações onde a altura de onda é considerável em relação ao nível médio do mar, o efeito de alteração da superfície livre sobre a força total induzida pela onda torna-se muito importante e, portanto, faz-se necessário algum tipo de aproximação para considerar os pontos situados na superfície livre. Dentre os tipos de aproximações mais conhecidos destacam-se a extrapolção hiperbólica, linear, e o método de extrapolção ou ‘*stretching*’ de Wheeler [14], o qual é considerado no programa Prosim [6]. O princípio da extrapolção de Wheeler consiste em assumir que, na superfície livre da onda, os valores de velocidades, acelerações, etc., são idênticos aos originalmente calculados pelas expressões de Airy para o nível de águas tranqüilas. Para isto, afeta-se o termo $(\eta+d)$ por $d/(\eta_s + d)$, onde η_s é a elevação da onda no ponto. Por exemplo, a expressão (3-26) para a velocidade horizontal se torna:

$$\dot{u} = \frac{\partial \Phi}{\partial \xi} = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh k(\eta+d) \frac{d}{d+\eta_s}}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-35)$$

O potencial de velocidade modificado pela proposição de Wheeler é apresentado a seguir:

$$\Phi(\xi, \eta, t) = \frac{ga}{w} \frac{\cosh[kd(\frac{d-h'+\eta_s}{d+\eta_s})]}{\cosh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-36)$$

onde h' = profundidade do ponto medido da superfície da onda.

• Aproximações para águas profundas

Substituindo o valor de Φ na condição de contorno de superfície livre combinada (3-16), obtém-se a relação de dispersão linear, que fornece a relação entre frequência circular da onda e o número de onda k em lâminas d'água com profundidade d :

$$w^2 = gk \tanh(kd) \quad (3-37)$$

de onde se deduz que

$$\cosh(kd) = \frac{gk}{w^2} \sinh(kd) \quad (3-38)$$

Substituindo em (3-24) pode-se obter uma forma alternativa para o potencial Φ :

$$\Phi(\xi, \eta, t) = \frac{aw}{k} \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-39)$$

Diferenciado-se esta equação em relação a ξ e η , em seguida em relação a t , podem ser obtidas expressões alternativas para as velocidades e acelerações:

$$\dot{u} = \frac{\partial \Phi}{\partial \xi} = aw \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-40)$$

$$\dot{w} = \frac{\partial \Phi}{\partial \eta} = aw \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-41)$$

$$\ddot{u} = \frac{\partial \dot{u}}{\partial t} = aw^2 \frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-42)$$

$$\ddot{w} = \frac{\partial \dot{w}}{\partial t} = -aw^2 \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-43)$$

Em águas com profundidade que pode ser considerada infinita (por exemplo, em águas com lâmina d'água maior que o comprimento da onda), pode-se admitir $\tanh(kd) \approx 1$ e a relação de dispersão é dada por:

$$w^2 = gk \quad (3-44)$$

Ainda para águas profundas, a seguinte aproximação é válida:

$$\frac{\cosh k(\eta+d)}{\sinh kd} \approx \frac{\sinh k(\eta+d)}{\sinh kd} \approx e^{k\eta} \quad (3-45)$$

De modo que a expressão aproximada da função potencial para águas profundas é:

$$\Phi(\xi, \eta, t) = \frac{ga}{w} e^{k\eta} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-46)$$

E as expressões correspondentes para velocidades e acelerações ficam da seguinte forma:

$$\dot{u} = awe^{k\eta} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-47)$$

$$\dot{w} = awe^{k\eta} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-48)$$

$$\ddot{u} = aw^2 e^{k\eta} \sin(k\xi - wt - \theta) \quad (3-49)$$

$$\ddot{w} = -aw^2 e^{k\eta} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-50)$$

Por sua vez, a expressão para a pressão dinâmica fica:

$$p_{d1} = \rho gae^{k\eta} \cos(k\xi - wt - \theta) \quad (3-51)$$

• Resultados no Sistema Global de Coordenadas

Até este ponto, todos os resultados foram apresentados considerando o sistema de coordenadas bidimensional da onda ($\xi\eta$). Resta portanto, efetuar as transformações de coordenadas para exprimi-los no sistema tridimensional global (xyz). Por exemplo, uma expressão no sistema global para a aproximação de águas profundas do potencial de velocidade, correspondente à (3-46), pode ser deduzida empregando-se as seguintes transformações:

$$\xi = x \cos \beta + y \sin \beta$$

$$\zeta = -x \sin \beta + y \cos \beta \quad (3-52)$$

$$\eta = z - h$$

e obtendo:

$$\Phi(x, y, z, t) = \frac{ga}{w} e^{k(z-h)} \sin(k(x \cos \beta - y \sin \beta) - wt - \theta) \quad (3-53)$$

Para todos os demais resultados (velocidades, acelerações e pressões), pode-se obter uma expressão no sistema global (xyz), procedendo-se de modo similar.

3.2.4 Representação espectral

Uma representação próxima à realidade aleatória das ondas do mar consiste em empregar um modelo espectral. Neste modelo, o estado de mar irregular geral é representado pela superposição linear de várias ondas regulares, com diferentes valores de período, amplitude e fase. Para uma dada locação, medições e estudos estatísticos ajustam um modelo de espectro adequado para a representação da distribuição de densidade de energia apropriada das ondas do mar.

O ajuste do modelo espectral é feito em termos de parâmetros estatísticos, tais como fatores de forma espectral, altura significativa de onda e período de pico. Na estatística de curto prazo, estes parâmetros são supostos constantes, cada conjunto deles caracterizando um “estado de mar”. A escolha do espectro de mar e de seus parâmetros característicos é função do fenômeno a ser estudado e dos levantamentos em medições realizadas na posição geográfica a que se queira referir.

O espectro mais comum de um único parâmetro é o modelo de Pierson-Moskowitz (1964) [15], baseado na altura significativa de onda ou velocidade de vento. O espectro de Jonswap (Hasselmann, 1973) é de cinco parâmetros, mas usualmente três destes parâmetros são mantidos constantes. Dos espectros de dois parâmetros, os mais comumente usados são Bretschneider (1969), Scott (1965), ISSC (1964) e ITTC (1966), mais informação de estes e outros modelos espectrais pode ser encontrada em Chakrabarti [8].

Para o cálculo dos valores que caracterizam o comportamento das partículas do fluido em um dado ponto no espaço e um instante no tempo (tais como velocidades, acelerações e pressões), primeiramente efetua-se um procedimento de discretização do espectro em termos de um somatório de um número arbitrado de componentes de onda regular. Neste procedimento, determinam-se os valores que caracterizam cada componente: períodos (ou frequências), amplitudes e fases. Para cada componente aplicam-se as expressões de Airy, obtendo-se, por exemplo, as velocidades e acelerações em um dado ponto pelas expressões (3-26) a (3-29). Finalmente, os valores desejados para o estado de mar irregular podem ser determinados pelo somatório dos valores calculados para cada componente de onda regular.

Existem diferentes procedimentos para efetuar a discretização do espectro e determinar os períodos, amplitudes e fases de cada componente de onda regular. Em geral, as fases são geradas aleatoriamente a partir de uma distribuição uniforme de probabilidade no intervalo $(0, 2\pi)$ radianos; as amplitudes de cada componente de onda são determinadas a partir da parcela de energia a ela associada no espectro.

A seguir, apresenta-se a formulação básica que define a expressão da energia espectral em função de uma faixa contínua de frequências de onda.

• **Formulação do Modelo Espectral**

Generalizando a expressão das elevações de onda por uma Série de Fourier contendo N componentes múltiplos da frequência fundamental w , temos:

$$\eta(t) = \sum_{n=1}^N (a_n \cos nwt + b_n \sin nwt) \quad (3-54)$$

onde os coeficientes da série são dados por:

$$a_n = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s} \eta(t) \cos nwt dt \quad (3-55)$$

$$b_n = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s} \eta(t) \sin nwt dt \quad (3-56)$$

Esta forma de representar um estado de mar por a_n e b_n com N finito pode ser usado para representar uma onda harmônica particular, mas não um estado de mar aleatório. Um estado de mar aleatório de curta duração deve ser caracterizado por propriedades estatísticas definidas; a melhor representação consiste em um espectro de densidade de energia. Assim, a energia total E do estado de mar (por unidade de área) é dada pela integral:

$$E = \frac{1}{2} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} [\eta(t)]^2 dt \quad (3-57)$$

Generalizando a expressão de $\eta(t)$ da expressão (3-12), mas agora com frequências variando continuamente. Desta forma os coeficientes a_n e b_n são substituídos por funções $a(w)$ e $b(w)$, resultando na seguinte expressão:

$$\eta(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} [a(w) \cos wt + b(w) \sin wt] dw \quad (3-58)$$

onde:

$$a(w) = \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t) \cos wt dt \quad (3-59)$$

$$b(w) = \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t) \sin wt dt \quad (3-60)$$

Das equações (3-57) e (3-58), a energia pode ser escrita como:

$$E = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t) \left[\int_{-\infty}^{\infty} [a(w) \cos wt + b(w) \sin wt] dw \right] dt \quad (3-61)$$

Trocando as integrais e desenvolvendo, pode-se chegar às seguintes expressões:

$$E = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} [a(w) \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t) \cos wt dt + b(w) \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t) \sin wt dt] dw \quad (3-62)$$

$$E = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} [a^2(w) + b^2(w)] dw \quad (3-63)$$

$$E = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} A^2(w) dw \quad (3-64)$$

Assim, das equações (3-57) e (3-64) é possível obter a igualdade do Teorema de Parseval [16], o qual da origem ao conceito de espectro de energia das ondas.

$$\int_{-\infty}^{\infty} [\eta(t)]^2 dt = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} [A(w)]^2 dw \quad (3-65)$$

Se $[\bar{\eta}(t)]^2$ é o valor médio quadrático (variância) de $\eta(t)$ durante um comprimento específico T_s , então:

$$[\bar{\eta}(t)]^2 = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} [\eta(t)]^2 dt \quad (3-66)$$

que pode ser escrito como a energia média por unidade de área:

$$\bar{E} = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} \frac{[A(w)]^2}{T_s} dw \quad (3-67)$$

Definindo a densidade de energia espectral como:

$$S(w) = \frac{[A(w)]^2}{\pi T_s} \quad (3-68)$$

A energia total é obtida do cálculo da área coberta pela curva de densidade de energia como função da frequência.

$$\bar{E} = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} S(w) dw \quad (3-69)$$

• **Espectro JONSWAP**

O espectro *JONSWAP* resultou originalmente de um projeto conjunto executado no Mar do Norte, de onde deriva seu nome (*JOint North Sea WAve Project*). A expressão para o espectro de *JONSWAP* pode ser escrita da seguinte forma:

$$S(w) = \alpha \cdot g^2 \cdot w^{-5} \cdot \exp \left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{w}{w_p} \right)^{-4} \right] \cdot \gamma^{\exp \left(\frac{-1}{2} \cdot \frac{(w-w_p)^2}{\sigma^2 \cdot w_p^2} \right)} \quad (3-70)$$

com,

$$\alpha = \frac{5}{16} \cdot \frac{(H_s^2 \cdot w_p^4)}{g^2} \cdot [1 - 0.287 \cdot \ln(\gamma)] \quad (3-71)$$

$$\gamma = \exp \left(1.0394 - 0.01966 \cdot \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \right) \quad (3-72)$$

Onde: H_s é a altura de onda significativa (m); T_p é o período de pico (s); w são valores de frequência (rad/s); w_p é a frequência de pico (rad/s); σ é um fator de forma que vale 0.07 para $w \leq w_p$, e 0.09 para $w > w_p$; α e γ são os parâmetros de *JONSWAP*; g é a aceleração da gravidade (9.81m/s²).

A Petrobras propôs empregar uma expressão do espectro *JONSWAP* ajustada para as condições de onda da Bacia de Campos. O cálculo do espectro *JONSWAP* ajustado de acordo com a especificação Petrobras [17] obedece a seguinte expressão:

$$S(f) = \frac{5}{16} \cdot H_s^2 \cdot T_p \cdot \left(\frac{f_p}{f} \right)^5 \cdot (1 - 0.287 \cdot \ln \gamma) \cdot \exp \left[-1.25 \cdot \left(\frac{f}{f_p} \right)^{-4} \right] \cdot \gamma^{\exp \left[\frac{-(f-f_p)^2}{2 \cdot \sigma^2 \cdot f_p^2} \right]} \quad (3-73)$$

Onde: H_s é a altura de onda significativa (m); T_p é o período de pico (s); f são valores de frequência (Hz); f_p é a frequência de pico (Hz), $f_p = 1/T_p$; σ é um fator de forma que vale 0.07 para $f \leq f_p$, e 0.09 para $f > f_p$.

O parâmetro γ (gamma) correspondente ao espectro *JONSWAP* para a Baía de Campos é calculado pela seguinte expressão:

$$\gamma = 6.4 \times T_p^{(-0.491)} \quad (3-74)$$

• Discretização do espectro de onda

A discretização do espectro de mar, em termos de um somatório de um número arbitrado de componentes de onda regular, é uma das fases mais importantes da análise aleatória. Em termos gerais, o procedimento consiste em dividir o espectro em n faixas com intervalos de frequência Δw_n . Cada uma destas faixas corresponde a uma componente de onda regular, para a qual devem ser determinados os Períodos (ou frequências); as Amplitudes e as Fases.

Tradicionalmente, têm sido fornecidos valores desde 100 até 500 para o número de componentes de onda empregado para a discretização do espectro. Como mencionado anteriormente, em geral as fases para cada onda são geradas aleatoriamente. Resta, portanto, determinar as amplitudes a_n a partir dos intervalos de frequência Δw_n arbitrados, ou, inversamente, determinar os intervalos de frequência a partir de amplitudes arbitradas. Em qualquer caso, um valor representativo de frequência deve ser escolhido dentro do intervalo considerado. Existem diversos procedimentos para determinar os valores dos intervalos de frequência Δw_n , os valores representativos de frequência w_n e as amplitudes a_n .

Os procedimentos de discretização mais usuais são os seguintes:

- Intervalos de frequência Constantes.

No caso da discretização por intervalos constantes, tem-se simplesmente $\Delta w_n = \Delta w_0$ (constante para todas as componentes de onda), onde Δw_0 é um valor calculado dividindo-se a faixa de frequências global do espectro pelo número de componentes de onda definido pelo analista.

A amplitude de cada componente de onda é dada por:

$$a_n = \sqrt{2S_i \Delta w_0} \quad (3-75)$$

onde S_i é a área da i -ésima faixa em que foi dividido o espectro.

Neste procedimento, a frequência associada à i -ésima componente de onda é tomada simplesmente como o ponto médio do intervalo:

$$w_n = \frac{w_f + w_i}{2} \quad (3-76)$$

onde w_i é a frequência inicial do intervalo e w_f é a frequência final.

- Intervalos de frequência constantes, com frequência aleatória.
Este procedimento é semelhante ao anterior, diferindo apenas no critério de determinação da frequência associada à i -ésima componente de onda. Neste caso, para evitar efeitos de periodicidade (ou *aliasing*), o valor da frequência é gerado aleatoriamente dentro do intervalo entre w_i e w_f .

- Amplitudes Constantes.
O procedimento de amplitudes constantes tem tido pouca aplicação prática, pois exige um tratamento especial para a discretização das extremidades do espectro. Os procedimentos baseados em intervalos de frequência constantes, por sua vez, não apresentam este requisito. Além disso, quando se usa a frequência aleatória no lugar da frequência média dentro de cada intervalo, evita-se a periodicidade das frequências, reforçando assim a característica aleatória do processo.

- Intervalos de Períodos Constantes.
No caso da discretização por períodos constantes, tem-se simplesmente $\Delta T_n = \Delta T_0$ (constante para todas as componentes de onda), onde ΔT_0 é um valor calculado dividindo-se a faixa de Períodos do espectro (entre energias significativas) pelo número de componentes de onda definido pelo analista. Assim:

$$T_i = T_{\text{máx}} - \Delta T_0 \quad (3-77)$$

Com $w_i = 1/T_i$, encontra-se

$$\Delta w_0 = w_i - w_{i-1}, \text{ para } i = 1, N$$

A amplitude de cada componente de onda é dada pela equação 3-75.

- Intervalos de Períodos Constantes com Amostragem Aleatória.
Este procedimento é semelhante ao anterior, diferindo apenas no critério de determinação do período associado à i -ésima componente de onda. Neste caso, para evitar efeitos de periodicidade ou *aliasing*, o valor do período é gerado aleatoriamente dentro de cada intervalo, fazendo:

$$T_i = T_{\text{máx}} - \Delta T_0 \cdot \text{Phas}(i) \quad (3-78)$$

Para $i = 1, N$

Onde, $\text{Phas}(i)$ é gerado randomicamente.

3.2.5 Forças geradas pelas ondas

Mediante a solução do modelo matemático das ondas através de uma teoria de onda, obtêm-se velocidades, acelerações e pressões das partículas do fluido, mas sem considerar a presença de um corpo. A presente seção trata dos procedimentos para o cálculo de forças em corpos robustos e esbeltos dos sistemas *offshore*. Um corpo é classificado como esbelto, se ao passar da onda a sua presença não afeta o fluxo.

A estimativa dos efeitos das ondas sobre corpos flutuantes e submersos é uma tarefa complexa, pois envolve incertezas que se somam às envolvidas na formulação do modelo de ondas e na natureza randômica de um estado de mar real. Atualmente as formulações para cálculo de forças de onda são verificadas e calibradas em modelos experimentais e também por meio da monitoração de plataformas em operação.

As três principais formulações para cálculo de forças geradas pela movimentação do fluido induzida pelas ondas são: 1) Morison; 2) Froude-Krylov; e 3) Teoria da Difração.

A seguir são descritas de maneira sucinta essas três formulações.

• Formulação de Morison

Esta formulação é bastante difundida para cálculo de forças de fluidos em corpos esbeltos. Um critério usualmente empregado para definir um corpo esbelto em sistemas *offshore* consiste em verificar se a seguinte relação é atendida:

$$\frac{D}{L} < 5 \quad (3-79)$$

Onde D é a dimensão transversal característica do corpo, e L o comprimento da onda.

A equação de Morison pode ser expressa da seguinte forma:

$$F = \frac{1}{2} \rho_w D C_d |\dot{u} - \dot{x}| (\dot{u} - \dot{x}) + \rho_w \frac{\pi D^2}{4} C_m \ddot{u} - \rho_w \frac{\pi D^2}{4} C_a \ddot{x} \quad (3-80)$$

Onde ρ_w é a massa específica do fluido; D é a dimensão transversal característica do corpo (usualmente o diâmetro de um membro cilíndrico); \dot{u} , \dot{x} , \ddot{u} e \ddot{x} são respectivamente as velocidades e acelerações do fluido e do corpo; C_d coeficiente de arraste (*drag*); C_m coeficiente de massa (ou inércia); e C_a coeficiente de massa adicionada (usualmente definido como $C_m - 1$).

Devido a que os coeficientes adimensionais C_d , C_m e C_a devem ser calibrados a partir da observação de resultados experimentais, a equação de Morison é considerada semi-empírica.

A fórmula está formada por duas parcelas:

1ª) Parcela de arraste associada a efeitos viscosos, proporcional às velocidades do fluido e do corpo.

2ª) Parcela de inércia, proporcional às acelerações do fluido e do corpo.

No uso da formulação de Morison deve-se considerar o seguinte:

- Assume que as forças podem ser computadas através de uma aproximação na qual os parâmetros importantes do fluxo na superfície do corpo, tais como pressão, velocidade e aceleração, podem ser aproximados pelo valor correspondente calculado no eixo da seção transversal do corpo esbelto.
- Considera que a resposta do *riser* está alinhada com a direção do fluxo incidente. Portanto, omite forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto devido à vibração induzida por vórtices (VIV), que podem ser importantes em muitas situações.
- Não incorpora o efeito da esteira de interferência entre *risers* muito próximos (o que pode influenciar a parcela de arrasto). Um *riser* na esteira de outro pode receber menos carga, o que pode levar à colisão (*clashing*) entre os *risers*. Este efeito poderia ser modelado empiricamente, variando os valores do coeficiente C_d .

• **Formulação de Froude-Krylov**

Na formulação de Froude-Krylov, a força atuante no corpo é proveniente da pressão gerada pela passagem da onda incidente sobre a superfície do corpo, também considerando que a presença do corpo não afeta o fluxo. A aplicação desta formulação torna-se mais conveniente quando associada a uma expressão do campo de pressões no fluido p derivada de uma teoria linear de onda, como, por exemplo, a expressão (3-34) da teoria de Airy, que pode então ser empregada para fornecer a pressão dinâmica em um ponto na superfície de uma estrutura submersa, agindo normal à superfície daquele ponto.

A partir de uma dada expressão para o campo de pressões no fluido gerado pela onda, podem ser obtidas as componentes de força resultante atuando em um corpo, em cada uma das direções de um sistema de eixos ortogonais. Para isto, basta efetuar a integração da correspondente componente da pressão p , sobre a parte submersa do corpo, como indicado a seguir:

$$F_x = C_H \iint p n_x dS \quad (3-81)$$

$$F_y = C_V \iint p n_y dS \quad (3-82)$$

Onde F_x e F_y são as componentes horizontal e vertical respectivamente da força resultante no corpo; n_x e n_y são as componentes horizontal e vertical do vetor normal à superfície do corpo; C_H e C_V são coeficientes de força horizontal e vertical, os quais são determinados empiricamente, mas não devem ser confundidos com os coeficientes adimensionais da formulação de Morison.

Em Chakrabarti são mostradas expressões para calcular as componentes de força de onda pela formulação de Froude-Krylov para varias configurações de membros, por exemplo, para cilindro horizontal e vertical.

Segundo Chakrabarti [8], a formulação de Froude-Krylov é mais aplicável quando a força de arraste é pequena e os efeitos de inércia predominam sobre os viscosos, mas o corpo é ainda relativamente esbelto e portanto pode-se assumir que a sua presença não afeta significativamente o fluxo das partículas fluidas.

• **Teoria da Difração**

No caso de corpos com dimensões tais que consiga alterar de forma significativa o campo de ondas na sua vizinhança, gerando efeitos de difração, interferência e radiação de ondas, precisa-se de um método rigoroso para o cálculo das forças induzidas pela movimentação das partículas do fluido devida às ondas que considere um modelo de Difração.

A diferença do modelo matemático bidimensional resolvido pelas teorias de onda (vide seções 3.2.1 e 3.2.2), e do modelo matemático tridimensional de Difração é a consideração da presença do corpo.

Esse modelo pode estar associado à Teoria Potencial, compondo um modelo matemático em termos de um Problema de Valor de Contorno (PVC), com a equação de Laplace tridimensional e as condições de contorno associadas, mas agora, incluindo a consideração do corpo submetido à ação do fluido.

O PVC da Teoria Potencial é complexo, altamente não-linear e, de modo geral, não é possível obter uma solução analítica rigorosa. A solução deve ser obtida introduzindo aproximações e/ou utilizando métodos numéricos. O desenvolvimento do modelo de Difração baseado na Teoria Potencial pode ser encontrado em [8] e em [5] (No entanto, recorda-se que o estabelecimento da equação de Laplace pressupõe a desconsideração da viscosidade do fluido).

Para obter a solução do PVC do modelo de Difração baseado na Teoria Potencial, pode-se estabelecer um procedimento semelhante ao descrito na seção 3.2.2, a partir da expansão do potencial de velocidade em uma série de potências, em termos de um parâmetro de perturbação adimensional ε :

$$\Phi = \sum_{n=1}^{\infty} \varepsilon^n \Phi_n \quad (3-83)$$

onde o parâmetro de perturbação ou declividade da onda ε é escrito em função da altura da onda H e do número de onda k :

$$\varepsilon = \frac{kH}{2} \quad (3-84)$$

Deste modo, a não linearidade do problema é definida em termos da declividade da onda. Assume-se que o valor do potencial de velocidade, ou equivalentemente, o perfil da superfície da onda, converge assintoticamente com a mais alta ordem das séries em ε . Assim, podem ser obtidas expressões para o PVC de primeira ordem (que contém apenas funções lineares da declividade da onda ε ou da altura H), de segunda ordem (que incluem também funções quadráticas de H) e assim por diante [8].

A elevação da superfície da onda é também expressa na forma de séries:

$$\eta = \sum_{n=1}^{\infty} \varepsilon^n \eta_n \quad (3-85)$$

Onde, por exemplo, η_1 é o perfil de ondas de primeira ordem.

A pressão dinâmica de primeira e segunda ordem (p_1 e p_2 respectivamente) são:

$$p_1 = \rho \frac{\partial \Phi_1}{\partial t} \quad (3-86)$$

$$p_2 = \rho \frac{\partial \Phi_2}{\partial t} + \frac{1}{2} \rho (\nabla \Phi_1)^2 \quad (3-87)$$

A partir destas expressões para as pressões na superfície do corpo podem ser obtidas as componentes de força em cada direção ortogonal, efetuando-se a integração da respectiva componente de pressão sobre a superfície submersa:

$$F_{nj} = \varepsilon^n \iint p_n n_j dS \quad (3-88)$$

Onde F_{nj} a força de n ésima ordem na direção j ; S é a superfície submersa; e n_j é a direção normal à direção de interesse j . Observa-se que a integração da força de primeira ordem é calculada até a superfície livre de ordem zero (isto é, o nível de águas tranquilas), enquanto a força de segunda ordem é calculada para a parte submersa da estrutura até a superfície livre de primeira ordem.

Com o modelo de Difração podem ser calculadas as cargas de primeira e segunda ordem que resultam da movimentação do fluido induzida pelas ondas, assim como o amortecimento do sistema flutuante. As forças de primeira ordem atuam numa mesma

faixa de frequência da onda incidente (*Wave Frequency*), e são resultantes da aplicação da teoria potencial linearizada. Em soluções de segunda ordem são observadas parcelas de carga atuando em diferentes faixas de frequência [8]. Dentre estas, consideram-se os efeitos de deriva média (*mean drift*) e deriva lenta (*slow drift*) e termos de alta frequência como *springing*.

Programas que resolvem o modelo de Difração (como o WAMIT) calculam os “movimentos na frequência da onda” de uma Unidade Flutuante gerados por estas cargas, e fornecem tabelas com funções de transferência conhecidas como *Response Amplitude Operators (RAOs)*. Estas tabelas incluem, para várias direções de incidência da onda e para várias frequências, a resposta da Unidade Flutuante sob a ação de uma onda de amplitude unitária, em termos da amplitude de cada grau de liberdade dos movimentos (*surge, sway, heave, roll, pitch e yaw*).

Com os *RAOs* pode-se obter a resposta linear (*Resp(t)*) na frequência da onda de uma Unidade Flutuante:

$$Resp(t) = RAO \cdot \eta(t) \quad (3-89)$$

Onde $\eta(t)$ é a elevação da onda em função do tempo.

Pode-se construir também um espectro de resposta $S_R(w)$ de algum sistema flutuante (sendo também uma resposta linear):

$$S_R(w) = [RAO(w)]^2 S(w) \quad (3-90)$$

Onde S é o espectro da onda e w a frequência circular.

A força de deriva média, proveniente de um estado de mar regular, consiste numa parcela estática obtida numericamente a partir de coeficientes conhecidos como Funções de Transferência Quadrática (*Quadratic Transfer Functions - QTF*). Sua magnitude é dependente da frequência e proporcional ao quadrado da amplitude da onda.

Em estados de mar irregulares, com espectro representado por uma superposição de várias componentes de ondas lineares, além das cargas de deriva média resultantes da ação de cada uma das componentes de onda, surgem outras cargas que variam no tempo oscilando em diferentes frequências. As forças que atuam em frequências mais baixas, correspondentes à diferença das frequências das ondas que representam o espectro, são denominadas de forças de “deriva lenta” (*slow drift*). Já as frequências mais altas, correspondentes à soma das frequências das ondas, podem excitar movimentos usualmente referidos como de “*springing*” ou “*ringing*”, como no caso de plataformas flutuantes ancoradas com alta rigidez vertical (como *TLPs*).

O cálculo das forças de segunda ordem associadas a estados de mar irregular pode ser efetuado avaliando e integrando a expressão da pressão do fluido atuando no casco, mantendo os termos de segunda ordem. Também podem ser expressas como funções do quadrado da amplitude de cada componente de onda; com isso é possível deduzir expressões para coeficientes de transferência (*QTF*) semelhantes aos já mencionados acima no caso das cargas de deriva média.

A parcela de deriva média (ou estática) é dada por:

$$F_0 = \sum_{i=1}^N D_{ii} a_i^2 \quad (3-91)$$

Onde D_{ii} é a função de transferência da força de deriva da onda regular com frequência w_i .

A expressão geral da parcela de força de deriva lenta (ou de baixa frequência) é:

$$F_S(t) = \sum_{i \neq j}^N \sum_{j \neq i}^N D_{ij} \frac{a_i a_j}{2} \cos[(w_i - w_j)t + (\varepsilon_i - \varepsilon_j)] \quad (3-92)$$

Mas considerando a aproximação de Newman [12], assume-se que $D_{ij} = D_{kk}$, onde D_{kk} é a função de transferência da força de deriva média da onda regular com frequência igual à média entre w_i e w_j . Com isto, obtém-se a seguinte expressão:

$$F_S(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=i+1}^N D_{kk} a_i a_j \cos[(w_i - w_j)t + (\varepsilon_i - \varepsilon_j)] \quad (3-93)$$

Deste modo, a força devida às parcelas de deriva média e lenta obtém-se somando as equações (3-89) e (3-91):

$$F_D = F_0 + F_S \quad (3-94)$$

Na Teoria de Difração são ainda considerados efeitos de amortecimento, usualmente denominados de amortecimento potencial, associados à Teoria Potencial, devido à oscilação do corpo próximo a superfície livre. No caso de baixas frequências de oscilação o amortecimento não é significativo. No entanto, para maiores frequências, o movimento do corpo próximo à superfície livre gera perturbações na elevação das ondas, de modo que a força de reação deixa de estar em fase com as acelerações, o que equivale à consideração de efeitos de perda de energia ou amortecimento. Desta forma, a partir de resultados da teoria potencial, é possível determinar coeficientes de amortecimento em função da frequência.

3.2.6 Modelo híbrido implementado no programa SITUA-Proxim

Existem sistemas *offshore*, tais como plataformas semi-submersíveis, *TLPs* e *Spars*, em que o casco está composto por membros estruturais de vários tamanhos, por exemplo, membros reticulados e membros flutuantes (*pontoons*).

Para analisar tais sistemas em programas computacionais é conveniente combinar as formulações de cálculo de forças induzidas pela incidência de ondas, e assim, além de considerar as características positivas de cada formulação, utilizar a mais adequada dependendo das dimensões de cada membro do casco.

O programa SITUA-Prosim [6], ferramenta computacional de simulação utilizada neste trabalho, tem implementado um modelo híbrido para o cálculo de forças geradas pela movimentação do fluido induzida pelas ondas sobre determinada Unidade Flutuante.

De maneira geral o modelo híbrido faz uso das vantagens de cada formulação da seguinte forma:

- Formulação de Morison. Forças de primeira ordem, particularmente as forças viscosas de arraste.
- Formulação de Froude- Krylov. Força definida a partir da pressão p gerada pela passagem da onda, considerando que a presença do corpo não afeta o fluxo, ou seja, este é o termo da força de inércia que depende apenas da aceleração da partícula.
- Teoria da Difração. Modelo associado à Teoria Potencial para o cálculo de forças de segunda ordem.

No modelo híbrido empregado no programa SITUA-Prosim, as forças atuando na plataforma devidas à movimentação do fluido são compostas por várias parcelas, definidas na seguinte expressão:

$$F_{wc} = f_{FK} + f_{Mmn} + f_{Mdn} + f_{Ma} + f_D + f_{PD} \quad (3-95)$$

onde:

f_{FK} é a força calculada pela formulação de Froude-Krylov, função da pressão do fluido p ;

f_{Mmn} e f_{Mdn} correspondem aos termos de inércia e arraste da fórmula de Morison respectivamente, sendo funções de componentes normais das acelerações (a_m) e velocidades (v_m) relativas fluido-estrutura e dos coeficientes de massa adicionada (C_a) e de arrasto quadrático (C_d);

f_{Ma} é a componente axial das forças de inércia e arraste, calculadas para membros com extremidades expostas à ação do fluido;

f_D corresponde às forças de deriva média e lenta;

f_{PD} corresponde às Forças de Amortecimento Potencial.

Observa-se que os dois últimos termos (f_D e f_{PD}) são forças que resultam da aplicação do Modelo de Difração da Teoria Potencial, e que são incluídos na formulação híbrida, a partir de resultados previamente calculados no domínio da frequência por programas como o WAMIT [18].

Observa-se também que o modelo híbrido considera, além das cargas de ondas, as correspondentes à correnteza superficial. Mais informação do modelo híbrido para o cálculo de forças devidas à passagem do fluido encontra-se em Prosim [7].

3.3 Correnteza

No projeto de estruturas *offshore* a força que a correnteza transmite é, em geral, considerada como estática e aplicada horizontalmente. Devido ao fato de que a velocidade e direção da correnteza são variáveis ao longo da profundidade, adotam-se perfis de correnteza representativos de determinada zona.

3.3.1 Forças devidas à correnteza

Em membros reticulados de plataformas ou linhas de ancoragem e *risers*, as cargas de correnteza podem ser consideradas diretamente no cálculo da parcela de arraste da equação de Morison (3-78), que leva em conta as velocidades relativas fluido-estrutura, simplesmente efetuando uma soma vetorial das velocidades de correnteza com as velocidades do fluido devidas à onda e as velocidades da estrutura.

Ressalta-se que a correnteza pode transmitir cargas que provoquem efeitos dinâmicos consideráveis. Um exemplo são as vibrações induzidas por vórtices (*Vortex Induced Vibration – VIV*) e as cargas de sustentação provocadas pelo desprendimento desses vórtices.

3.4 Vento

As cargas de vento são consideradas apenas sobre a área exposta do casco e do convés das plataformas flutuantes.

3.4.1 Forças devidas ao vento

As cargas devidas ao vento são de natureza randômica, mas algumas estruturas respondem praticamente de maneira estática. No projeto de estruturas *offshore* deve-se avaliar se as cargas dinâmicas do vento contêm energia com frequências próximas às frequências naturais da plataforma.

Utilizam-se comumente duas maneiras para calcular as forças devidas ao vento:

- 1) Força de vento constante no tempo, calculada com base na velocidade média de um minuto (1min);
- 2) Força de vento variável, calculada em função de um componente permanente, baseado na velocidade média de uma hora (1h), mais uma componente variando com o tempo, calculada a partir de um espectro de vento adequado.

A força de vento pode ser calculada com a seguinte expressão:

$$F_{vento} = \frac{1}{2} \rho C_D A U_w^2 \quad (3-96)$$

Onde ρ é a densidade do fluido (neste caso do vento), A é a área exposta normal ao fluxo do vento, U_w é a velocidade média do vento (a 10m de altura) e C_D é um coeficiente de arraste que depende da configuração do corpo exposto.

Resultados de testes de túnel de vento em modelos representativos podem ser usados para estabelecer coeficientes de força (força/velocidade²) em determinadas direções de incidência do vento. Assim, basta multiplicar o valor da velocidade de vento ao quadrado pelo coeficiente de força obtido do ensaio, para que seja determinada a força de vento sobre a Unidade Flutuante em determinada direção de incidência (ou área exposta, considerando os giros da plataforma em relação ao eixo vertical).

Para estruturas onde os efeitos dinâmicos do vento são importantes pode ser usado o espectro recomendado em API-RP-2A [19].

4. FORMULAÇÃO DOS MÉTODOS

4.1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se de maneira sucinta o sistema de coordenadas global (fixo) e os locais (moveis) da Unidade Flutuante, dos membros estruturais e dos elementos finitos das linhas, utilizados comumente em programas computacionais de análise. Posteriormente apresentam-se as equações de movimento que representam as translações e rotações da Unidade Flutuante, considerada como corpo rígido. No caso das linhas de ancoragem e *risers*, apresenta-se de forma resumida a formulação do modelo matemático que representa seu comportamento dinâmico não linear, bem como as estratégias de solução comumente empregadas em este tipo de problemas dinâmicos.

Nestas formulações o casco é idealizado como corpo rígido e analisa-se o seu comportamento hidrodinâmico. Já nas linhas de ancoragem e *risers*, discretizadas por Elementos Finitos, analisa-se a resposta estrutural e o comportamento hidrodinâmico.

4.2 Sistema de coordenadas

- **Sistema global de coordenadas (x,y,z)**

O sistema de coordenadas global geral (x,y,z) fixo, ao qual estarão referenciados todos os demais sistemas. O eixo x e o eixo y deste sistema global estão contidos em um plano horizontal e o eixo z corresponde à direção vertical, orientado de baixo para cima. Em princípio, a profundidade dá origem deste sistema de referência global geral, a partir do nível de águas tranqüilas, pode ser definida através de uma variável h , mas usualmente é mais conveniente fazer com que a origem esteja contida no plano da superfície média da água, ou seja, $h=0$.

- **Sistema local da Unidade Flutuante (X,Y,Z)**

O sistema de coordenadas da Unidade Flutuante (X,Y,Z) é móvel em relação ao sistema global (x,y,z) , mas fixo em relação ao corpo. A origem deste sistema de referência estrutural do corpo está localizada no seu centro de gravidade (CG). Inicialmente, os eixos têm orientação semelhante à do sistema global geral, ou seja, inicialmente o plano XY está contido em um plano horizontal e o eixo Z é vertical, orientado de baixo para cima.

A definição da posição inicial da origem do sistema estrutural (X, Y, Z) , em relação ao sistema global geral (x, y, z) , é feita através de três valores que definem a distância de sua origem (CG) até a origem do sistema de global geral e de um quarto valor que representa o ângulo, em graus, que define o aproamento da unidade flutuante. Este ângulo é medido no plano horizontal, entre o eixo x global geral e o eixo X estrutural da unidade.

- **Sistema local dos membros da Unidade Flutuante e dos Elementos Finitos das linhas de ancoragem e risers**

O sistema de coordenadas dos membros $(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ é móvel em relação ao sistema global (x, y, z) , mas fixo em relação ao membro. A origem deste sistema está localizada no nó 1 do membro. A direção local \bar{x} coincide com o eixo longitudinal do membro e é orientada do nó 1 para o nó 2; as direções locais \bar{y} e \bar{z} , ortogonais a \bar{x} , estão contidas na seção transversal do membro.

4.3 Modelo hidrodinâmico do casco

4.3.1 Equações de movimento da unidade flutuante

O deslocamento do corpo pode ser expresso como o somatório de uma translação em relação à origem, e uma rotação em torno de um eixo passando pela origem do sistema local do casco.

A translação $x_l(t)$ é expressa pela variação da origem do sistema estrutural da plataforma (X, Y, Z) , ou seja, a variação da posição do centro de gravidade (CG), medida em relação ao sistema global (x, y, z) . As componentes de x_l são $x_{l1}(t)$, $x_{l2}(t)$, $x_{l3}(t)$.

O movimento de rotação é a variação angular dos eixos do sistema estrutural em relação ao sistema global. Para expressar a posição relativa rotacional desses dois sistemas de referência, empregam-se os ângulos de Euler, denominados γ , β , α . Assume-se que originalmente o sistema da plataforma (X, Y, Z) e o sistema global (x, y, z) são coincidentes.

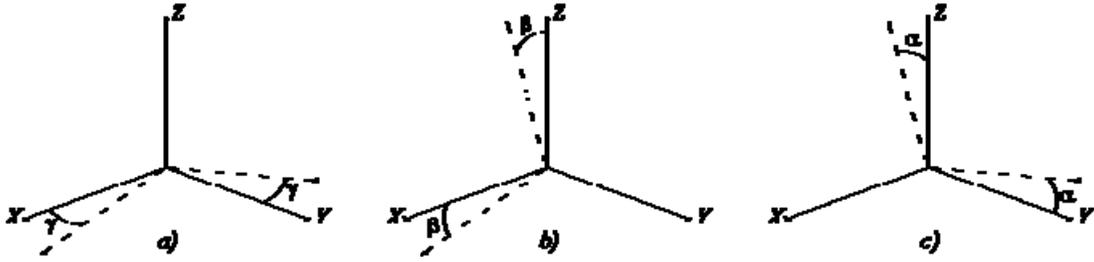


Figura 4.1 – Deslocamentos de rotação

Na Figura 4.1a) a plataforma gira em torno do seu eixo Z através do ângulo γ (*yaw*); Em 4.1b), a partir da posição resultante gira em torno do eixo Y através do ângulo β (*pitch*); e em 4.1c), a partir desta última posição, gira em torno do eixo X através do ângulo α (*roll*).

A equação que define a transformação de coordenadas relacionando o sistema de eixos local (fixo no corpo) com o sistema global é:

$$\begin{Bmatrix} X \\ Y \\ Z \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \beta \cos \alpha & \sin \beta \cos \alpha & -\sin \alpha \\ -\sin \beta \cos \gamma + \cos \beta \sin \alpha \sin \gamma & \cos \beta \cos \gamma + \sin \beta \sin \alpha \sin \gamma & \cos \alpha \sin \gamma \\ \sin \beta \sin \gamma + \cos \beta \sin \alpha \cos \gamma & -\cos \beta \sin \gamma + \sin \beta \sin \alpha \cos \gamma & \cos \alpha \cos \gamma \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} x - x_{11} \\ y - x_{12} \\ z - x_{13} \end{Bmatrix} \quad (4-1)$$

Que também pode ser expressa como:

$$X = A(x - x_l) \quad (4-2)$$

A matriz A é ortonormal, de modo que a sua inversa é igual à sua transposta e a transformação inversa (que exprime as coordenadas do ponto no sistema global como a soma das componentes de movimento translacional x_l e rotacional A) é dada por:

$$x = x_l + A^T X \quad (4-3)$$

Outra expressão pode ser derivada do vetor de velocidade angular do corpo: w , expresso em termos das componentes w_1, w_2, w_3 no sistema global (x,y,z) . A relação entre w e as derivadas no tempo dos ângulos de Euler $\theta (\gamma,\beta,\alpha)$ é:

$$w = B \frac{d\theta}{dt} \quad (4-4)$$

Onde:

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -\sin \alpha \\ 0 & \cos \gamma & \sin \gamma \cos \alpha \\ 0 & -\sin \gamma & \cos \gamma \cos \alpha \end{bmatrix} \quad (4-5)$$

A matriz B é geralmente quadrada e não singular, por tanto a sua inversa existe:

$$\frac{d\theta}{dt} = B^{-1} w \quad (4-6)$$

Considerando os movimentos de translação e rotação, a Segunda Lei de Newton pode ser escrita em termos de f e m (vetores de forças e momentos externos) como:

$$f = \frac{d}{dt}(Mv) \quad (4-7)$$

$$m = \frac{d}{dt}(Iw) \quad (4-8)$$

O termo M é uma matriz diagonal 3x3 em que os termos da diagonal são a massa do corpo:

$$M = \begin{bmatrix} m & 0 & 0 \\ 0 & m & 0 \\ 0 & 0 & m \end{bmatrix} \quad (4-9)$$

I é uma matriz 3x3 contendo os momentos e produtos de inércia:

$$I = \begin{bmatrix} I_{11} & -J_{12} & -J_{13} \\ -J_{21} & I_{22} & -J_{23} \\ -J_{31} & -J_{32} & I_{33} \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

Onde $I = \int (x_j^2 + x_k^2) dm$ para $j, k \neq i$, e $J_{ij} = \int x_i x_j dm$ para $i \neq j$.

Considerando que a velocidade translacional v do centro de gravidade do corpo, e o vetor de forças f são expressos no sistema global (x, y, z) , e que a matriz de massa é constante, a equação (4-7) torna-se:

$$f = M \frac{dv}{dt} \quad (4-11)$$

Onde:

$$v = \frac{dx}{dt} \quad (4-12)$$

Também é conveniente reescrever a equação (4-8) de uma forma em que a matriz de inércia I seja constante, relacionando a quantidade de movimento angular. Para tanto, pode-se avaliar a equação não no sistema global, mas no sistema local (móvel) do casco da plataforma, no qual I é constante:

$$m = I \frac{dw}{dt} + w \cdot (Iw) \quad (4-13)$$

Finalmente, as equações de movimento da Unidade Flutuante podem ser expressas da seguinte maneira:

$$\frac{dv}{dt} = M^{-1} f \quad (4-14)$$

$$\frac{dx}{dt} = v \quad (4-15)$$

$$\frac{dw}{dt} = I^{-1} [m - w \cdot (Iw)] \quad (4-16)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = B^{-1} w \quad (4-17)$$

4.4 Modelo estrutural e hidrodinâmico das linhas

As linhas de ancoragem e *risers* são corpos esbeltos com comportamento altamente não linear. Eles apresentam grandes deslocamentos sob a ação das cargas ambientais (e movimentos da unidade flutuante), portanto, as Equações de Equilíbrio devem ser escritas com respeito à configuração deformada e as Relações Cinemáticas Deformação-Deslocamento deixam de ser lineares (Não Linearidade Geométrica). Também, dependendo do material podem apresentar uma relação não linear entre tensões e deformações, onde as equações constitutivas deixam de ser lineares (Não Linearidade Física).

A seguir, descreve-se de forma resumida a formulação e o procedimento de solução do modelo matemático que representa o comportamento estrutural e hidrodinâmico das linhas de ancoragem e *risers*.

4.4.1 Modelo matemático e solução

A descrição matemática que representa o comportamento dinâmico estrutural é estabelecida por um problema de valor inicial e de contorno (PVI/C). O PVI/C é constituído por um sistema de equações diferenciais parciais (EDP), que descrevem as equações de movimento, e um sistema de condições iniciais e de contorno.

Para a solução do problema descrito são empregados métodos numéricos que efetuam discretizações no espaço e no tempo. O processo usual consiste em efetuar as discretizações de forma independente (semi-discretização), em duas etapas. Na primeira etapa, utiliza-se o Método dos Elementos Finitos (MEF) como técnica para a discretização espacial do domínio. Em formulações diferenciais, as EDP são então transformadas em um sistema de equações diferenciais ordinárias (EDO) semi-discretas (porque ainda são funções contínuas do tempo). Na segunda etapa, efetua-se a discretização das EDO no tempo, obtendo-se a resposta através de um algoritmo de integração.

4.4.2 Discretização espacial: Método dos Elementos Finitos

Como mencionado, a discretização do espaço visa transformar as equações diferenciais parciais (EDP) em equações diferenciais ordinárias (EDO) semidiscretas. Em casos gerais, não é possível obter uma solução analítica fechada e faz-se uso de métodos numéricos. O método comumente usado é o Método dos Elementos Finitos (MEF) que utiliza formulações variacionais envolvendo equações integrais, e que a

grosso modo, consiste em dividir o contínuo em pequenas regiões (finitas), o equilíbrio é estabelecido para cada região isoladamente, e a partir daí estabelece-se o equilíbrio de todo o sistema levando em conta a interação entre as regiões. Maior informação do MEF recomenda-se ser consultada em Bathe [20] e Hughes [21]. Também se recomenda a leitura de estudos de refinamento de malhas de elementos finitos de linhas de ancoragem e *risers* realizados em [22].

Na prática atual, as linhas e *risers* são comumente discretizados com elementos reticulados de treliça e de pórtico.

Os elementos de treliça possuem três graus de liberdade por nó, considerando-se somente os graus de liberdade relativos aos movimentos de translação. Eles são adequados para representar linhas com rigidez flexional bem pequena, e que pode ser desprezível, como no caso de linhas de ancoragem. Devido a sua menor quantidade de graus de liberdade para a montagem das matrizes dos elementos, a matriz global é reduzida.

Os elementos de pórtico possuem seis graus de liberdade por nó, os quais representam os movimentos de translação e de rotação. Com este tipo de elementos é possível considerar a rigidez à flexão das linhas, sendo adequada a sua utilização na discretização de linhas cuja rigidez à flexão é representativa como *risers*.

A escolha do tipo de elemento é também função do tipo de análise a realizar, sendo que para uma análise global executada com o objetivo de obter os movimentos da plataforma sob carregamentos ambientais, os *risers* podem ser modelados por elementos de treliça, reduzindo o custo computacional e conseguindo o objetivo de tal análise.

4.4.3 Discretização no tempo

Continuando com a solução do problema matemático resta integrar no tempo as equações diferenciais ordinárias (EDO) obtidas na discretização espacial. Esta discretização é realizada por meio de método de integração direta, onde em vez de satisfazer as equações de movimento em qualquer tempo t , são satisfeitas em intervalos discretos de tempo Δt separadamente, além disso, assume-se que os deslocamentos, velocidades e acelerações são conhecidos no tempo zero, e que experimentam variações em cada intervalo de tempo Δt .

4.5 Solução numérica de problemas dinâmicos lineares

Em problemas dinâmicos lineares a equação de movimento é expressa da seguinte forma:

$$M\ddot{u}(t) + C\dot{u}(t) + Ku(t) = F(t) \quad (4-18)$$

Onde M , C e K são as matrizes de massa, amortecimento e rigidez, simétricas e constantes no tempo; u , \dot{u} e \ddot{u} são os vetores de deslocamento, velocidade e aceleração, todos dependentes do tempo. O primeiro termo ($M\ddot{u}$) representa as forças inerciais, o segundo ($C\dot{u}$) as forças de amortecimento e o terceiro (Ku) as forças elásticas.

As condições iniciais associadas são:

$$u(0) = u_0 \quad \dot{u}(0) = v_0 \quad \text{e} \quad \ddot{u}(0) = a_0 \quad (4-19)$$

Sendo u_0 , v_0 e a_0 os vetores com os valores conhecidos de deslocamentos, velocidades e acelerações nodais no tempo zero ($t=0$).

Estabelecida a equação de movimento (4-18) e com as condições iniciais conhecidas, procede-se à utilização de um algoritmo apropriado de integração no tempo. Empregando família de algoritmos de Newmark, o primeiro passo consiste em representar esta equação (4-18) em sua forma discretizada:

$$Ma_{n+1} + Cv_{n+1} + Kd_{n+1} = F_{n+1} \quad (4-20)$$

Onde a_{n+1} , v_{n+1} e d_{n+1} são respectivamente as aproximações dos valores buscados de acelerações, velocidades e deslocamentos.

Os operadores de Newmark para definir a variação dos deslocamentos, velocidades e acelerações são:

$$d_{n+1} = d_n + \Delta t v_n + \frac{\Delta t^2}{2} [(1 - 2\beta)a_n + 2\beta a_{n+1}] \quad (4-21)$$

$$v_{n+1} = v_n + \Delta t [(1 - \gamma)a_n + \gamma a_{n+1}] \quad (4-22)$$

Onde γ e β são os parâmetros ajustáveis que definem o tipo de algoritmo. Por exemplo, Newmark propôs originalmente como um esquema incondicionalmente estável, o Método da Aceleração Média Constante (também chamado de Regra Trapezoidal), onde define $\gamma=1/2$ e $\beta=1/4$.

A aplicação deste algoritmo leva um sistema de três equações para três incógnitas (a_{n+1} , v_{n+1} e d_{n+1}), existe portanto, mais de uma opção para a implementação de acordo com a ordem em que são eliminadas as incógnitas. Por exemplo, a implementação por deslocamentos, onde se calculam as acelerações e velocidades, e os deslocamentos

passam a ser as incógnitas primárias. Para isso, os operadores de Newmark (4-21) e (4-22) reescrevem-se da seguinte forma:

$$a = \frac{1}{\beta\Delta t^2}(d_{n+1} - d_n) - \frac{1}{\beta\Delta t}v_n - \left(\frac{1}{2\beta} - 1\right)a_n \quad (4-23)$$

$$v_{n+1} = \frac{\gamma}{\beta\Delta t}(d_{n+1} - d_n) + \left(1 - \frac{\gamma}{\beta}\right)v_n + \left(1 - \frac{\gamma}{2\beta}\right)\Delta t a_n \quad (4-24)$$

E substituindo na equação de movimento discretizada (4-20), e passando os termos já conhecidos no instante t_n para o lado direito, obtém-se:

$$\left[\frac{1}{\beta\Delta t^2}M + \frac{\gamma}{\beta\Delta t}C + K\right]d_{n+1} = F_{n+1} + M\left[\frac{1}{\beta\Delta t^2}d_n + \frac{1}{\beta\Delta t}v_n + \left(\frac{1}{2\beta} - 1\right)a_n\right] + C\left[\frac{\gamma}{\beta\Delta t}d_n - \left(1 - \frac{\gamma}{\beta}\right)v - \left(1 - \frac{\gamma}{2\beta}\right)\Delta t a_n\right] \quad (4-25)$$

Esta expressão define um Sistema Efetivo de equações algébricas lineares, e pode ser escrito da forma:

$$\hat{A}d_{n+1} = \hat{b} \quad (4-26)$$

Onde \hat{A} é a matriz efetiva, \hat{b} o vetor de cargas efetivo, e d_{n+1} o vetor de incógnitas.

Neste ponto é conveniente comentar que o valor do parâmetro β define se um algoritmo é explícito, com $\beta=0$, adequado para problemas dinâmicos com movimentos de alta frequência, ou implícito, com $\beta \neq 0$, adequado para problemas dinâmicos com movimentos de baixa frequência.

4.6 Solução numérica de problemas dinâmicos não lineares

A equação de movimento para problemas dinâmicos não lineares pode ser escrita da seguinte forma:

$$Ma_{n+1} + R(d_{n+1}) = F_{n+1} \quad (4-27)$$

Onde Ma_{n+1} representa o vetor de forças internas inerciais, $R(d_{n+1})$ é o vetor de forças internas em função dos deslocamentos não lineares, e F_{n+1} o vetor de forças externas.

Utilizando algoritmos implícitos ($\beta \neq 0$), pode-se assumir que, no entorno da configuração deformada d_{n+1} , o problema pode ser considerado localmente linear, assim, podem-se aproximar as parcelas não lineares de séries de Taylor com os termos de ordem superior truncados. Considerando o carregamento F conservativo, trata-se apenas a parcela de forças internas $R(d_{n+1})$:

$$R(d_{n+1}) = R(d_n) + \left.\frac{\partial R}{\partial d}\right|_{d_n} \Delta d \quad ; \quad \Delta d = d_{n+1} - d_n \quad (4-28)$$

Onde $R(d_n)$ são as forças internas calculadas com os deslocamentos do instante anterior, e o termo $\left. \frac{\partial R}{\partial d} \right|_{d_n}$ define a Matriz de Rigidez Tangente K_T .

Como consequência da linearização assumida, o equilíbrio fim do intervalo de tempo t_{n+1} não é mais garantido. O uso de técnicas iterativas para a solução de sistemas de equações não-lineares é então requerido, com o propósito de se obter respostas dinâmicas mais confiáveis.

O método de Newton-Raphson tem sido tradicionalmente empregado para a resolução de análises não-lineares. Uma forma incremental-iterativa para descrever as equações de movimento é dada pela seguinte expressão:

$$M a_{n+1}^{(k)} + C v_{n+1}^{(k)} + K_T \Delta d^{(k)} = F_{n+1} - R(a_{n+1}^{(k-1)}) \quad (4-29)$$

$$d_{n+1}^{(k)} = d_{n+1}^{(k-1)} + \Delta d^{(k)} \quad (4-30)$$

Com a aplicação destes operadores implícitos definem-se também sistemas efetivos de equações algébricas definido pela expressão (4-26).

5. METODOLOGIAS DE PROJETO DE LINHAS DE ANCORAGEM E *RISERS*

5.1 Introdução

A área de produção de petróleo *offshore* tem sempre exigido novos desafios. Através da história, a indústria vem avançando para águas cada vez mais profundas, necessitando o desenvolvimento de novas concepções de sistemas *offshore* e, portanto, exigindo novas formas de projetar esses sistemas. No passar dos anos, têm sido desenvolvidos diferentes tipos de programas computacionais de análise numérica para simular a resposta dos sistemas *offshore* sob diversas solicitações.

A metodologia de projeto tradicionalmente usada em plataformas flutuantes de produção é baseada em formulações desacopladas, que tratam separadamente os movimentos do casco e o comportamento estrutural dinâmico não linear das linhas de ancoragem, mas caracteriza-se por não levar com rigor o comportamento estrutural interativo com os *risers*. O uso deste tipo de formulações tem mostrado resultados aceitáveis quando projetadas para águas rasas ou com uma quantidade de *risers* tal que, a sua contribuição no comportamento global é bem pequena e, portanto, desprezível.

No entanto, sabe-se que em águas profundas, onde as plataformas comumente utilizam uma grande quantidade de *risers*, não é conveniente simplificar ou desprezar a contribuição das linhas para o comportamento global, devido às suas significativas parcelas de rigidez, amortecimento e massa. Este fato ocasionou estabelecer através de interfaces externas, a comunicação de programas de análise de movimentos do casco e de análise estrutural das linhas (de ancoragem e *risers*). No avanço deste tipo de estratégias chegou-se a uma formulação mais eficiente em termos de resultados, o modelo acoplado, que incorpora em uma única estrutura de código e de dados, um modelo hidrodinâmico representando o casco da plataforma, acoplado a um modelo de elementos finitos que representa as linhas (hidrodinâmica e estruturalmente). Porém, o modelo acoplado acarreta um custo computacional elevado, por isso têm sido desenvolvidas varias estratégias que combinam as vantagens da formulação acoplada e desacoplada, razão pela qual são chamadas de metodologias híbridas.

As metodologias híbridas e acopladas caracterizam-se por integrar o projeto dos *risers* e das linhas de ancoragem em diferentes níveis, contrario à metodologia

desacoplada, onde numa primeira etapa analisam-se os movimentos do casco e realiza-se o projeto do sistema de ancoragem, e já numa segunda etapa, com dados da primeira, realiza-se o projeto dos *risers*.

A seguir são descritas as metodologias que fazem uso de formulações desacopladas e acopladas, referidas ao projeto do sistema de ancoragem e dos *risers* de plataformas flutuantes de produção de petróleo.

5.2 Metodologia Desacoplada

A metodologia desacoplada é um conjunto de estratégias que consiste em analisar separadamente os principais componentes dos sistemas *offshore*. Para unidades flutuantes ancoradas são utilizados programas de análise que incorporam formulações desacopladas que tratam separadamente os movimentos do casco e o comportamento estrutural dinâmico não linear das linhas de ancoragem. A análise desacoplada caracteriza-se por não levar com rigor o comportamento estrutural dos *risers* em termos de massa adicionada, rigidez, amortecimento (estrutural e hidrodinâmico) e cargas hidrodinâmicas na análise do comportamento global do sistema *offshore*.

O procedimento de análise desacoplada comumente usado é realizado em duas etapas, descritas a seguir:

- 1) Efetua-se a análise de movimentos do casco e o projeto do sistema de ancoragem. Nesta análise, além de considerar o vento, onda e correnteza atuando sobre o casco, são incorporados à equação de movimento do modelo hidrodinâmico, os coeficientes escalares que representam as linhas de ancoragem em termos de massa, rigidez, amortecimento e cargas (de correnteza nas linhas). Os valores dos coeficientes escalares são calibrados através de ensaios experimentais ou a partir de modelos analíticos simplificados. A partir da determinação dos movimentos do casco são estimadas as trações nas linhas de ancoragem e comparadas com critérios de projeto estabelecidos. Normalmente são consideradas situações com o sistema de ancoragem intacto e avariado (com uma ou duas linhas rompidas).
- 2) A partir dos resultados dessa primeira etapa é efetuado o projeto dos risers. Cada *riser* é modelado por elementos finitos e são efetuadas análises aplicando o movimento do casco no topo, bem como os carregamentos atuantes devido à onda e à correnteza ao longo de seu

comprimento. Realizam-se análises estáticas não-lineares onde o topo do *riser* é colocado em diferentes posições. Inicialmente, no primeiro passo é aplicado apenas o peso próprio, e nos demais se aplica incrementalmente a correnteza e o *offset* estático (determinado na etapa do projeto da ancoragem nas situações intacto e avariado). A partir dos resultados do último passo da análise estática, realiza-se a análise dinâmica não-linear no domínio do tempo, onde são acrescentadas as parcelas dinâmicas que incluem a onda atuando diretamente sobre o *riser* e os movimentos do casco. Desta forma, obtém-se a resposta estrutural do *riser*, a qual deve estar dentro dos critérios de utilização definidos no projeto. Os movimentos dinâmicos do casco são encontrados através do cruzamento dos *RAOs* (*Response Amplitude Operators*) com o espectro do mar considerado.

Como mencionado, a análise desacoplada tem tido resultados aceitáveis para plataformas com pouca quantidade de *risers* e localizadas em águas rasas, mas pode induzir a erros graves na estimativa do comportamento de plataformas com grande número de *risers* e/ou localizados em águas profundas. Também no caso de flutuantes de menor porte, como monobóias, pode tornar-se crítica a influência dos *risers* no comportamento global do sistema.

5.3 Metodologia Acoplada

Na última década estão sendo usadas plataformas flutuantes com um número de *risers* cada vez maior buscando otimizar a exploração do petróleo em águas profundas. No projeto desse tipo de sistemas *offshore* pode deixar de ser aplicável a metodologia desacoplada, pois as simplificações nela utilizadas podem conduzir a resultados errados. A identificação dessa situação implicou o desenvolvimento de programas computacionais de simulação numérica baseados em uma formulação acoplada.

A formulação acoplada utiliza modelos tridimensionais para representar o casco da plataforma e as linhas de ancoragem e *risers*. Um modelo hidrodinâmico de corpo rígido representa o casco e é acoplado a um modelo de elementos finitos que representa as linhas de ancoragem e os *risers* (e a sua interação como o solo). Considerando as solicitações em que a plataforma provavelmente estará sujeita, são realizadas análises no domínio do tempo para considerar a interação não linear do comportamento

hidrodinâmico do casco com o comportamento estrutural e hidrodinâmico das linhas de ancoragem e *risers*.

Em geral, os modelos utilizados nas metodologias acopladas podem-se dividir em duas categorias, devido ao tipo de implementação computacional:

- 1) Modelo Fracamente Acoplado. O acoplamento é implementado somente como forças atuando no lado direito da equação de movimento da plataforma. O esquema de integração no domínio do tempo das equações de movimento da unidade flutuante, equações (4-14) até (4-17), é adaptado para, a cada instante de tempo, efetuar análises não-lineares dinâmicas com modelos de elementos finitos das linhas. Nestas análises, as componentes de movimento transmitidas pelo casco são aplicadas diretamente no topo de cada linha. Como resultado do processo de integração da equação de movimento das linhas, equação (4-18), obtêm-se as forças no topo de cada linha, que são acumuladas e aplicadas no lado direito das equações de movimento do casco, juntamente com os carregamentos externos de onda, vento e correnteza.
- 2) Modelo Fortemente Acoplado. O casco da plataforma é representado por um componente nodal com seis graus de liberdade incluído no modelo de elementos finitos das linhas. Desta forma, o elevado nível de acoplamento se dá pelo agrupamento das matrizes de elementos finitos de massa, amortecimento e rigidez, em uma única matriz global. O nó que representa o casco é conformado por elementos rígidos, normalmente cilíndricos, que conectam o seu centro de gravidade aos nós de conexão com as linhas (de ancoragem e *risers*). As forças atuantes no casco, provenientes do carregamento ambiental (onda, vento e correnteza), são computadas separadamente em rotinas de cálculo de força atuando nos elementos cilíndricos no final de cada passo de tempo, sendo incluídas no vetor de cargas externas correspondente aos graus de liberdade do casco. O mesmo critério se dá para o carregamento atuante nas linhas (onda e correnteza). Para o referido procedimento de análise, tanto a resposta da embarcação como das linhas do sistema, são obtidas simultaneamente no mesmo instante de tempo da simulação. A solução numérica é então baseada num processo incremental de integração no domínio do tempo por meio de algoritmos implícitos, como o método de Newmark [20]. O equilíbrio não-

linear dinâmico é obtido por meio do esquema iterativo de Newton-Raphson entre forças internas e externas.

Detalhes destas metodologias podem ser consultados em BAHIENSE [23].

O uso de metodologias acopladas permite integrar o projeto do sistema de ancoragem e dos *risers*, isto significa que com uma única simulação numérica podem ser adquiridos os resultados da análise estrutural das linhas de ancoragem e dos *risers*, e os movimentos do casco.

A principal desvantagem de executar análises acopladas é que, para fornecer a resposta estrutural detalhada, principalmente dos *risers*, é necessário empregar malhas de elementos finitos muito refinadas. Em consequência, o tempo de processamento é muito grande, sendo geralmente inviável a sua utilização em projetos.

5.4 Metodologia Híbrida

As metodologias de projeto híbridas são estratégias que combinam as vantagens das formulações desacopladas e das formulações acopladas (com vários níveis de acoplamento). Basicamente, os movimentos da unidade flutuante são analisados de forma acoplada e a resposta estrutural das linhas de ancoragem e *risers* de forma desacoplada. O principal objetivo é integrar o projeto do sistema de ancoragem e o projeto dos *risers* diminuindo o custo computacional e de memória de CPU, tornando viável a execução das análises. Maiores detalhes podem ser encontrados em CORRÊA [22], onde foram realizados estudos paramétricos de metodologias híbridas.

Atualmente, são cada vez mais utilizadas as metodologias híbridas para o projeto do sistema de ancoragem e *risers*, e como consequência do seu desenvolvimento, está-se avançando gradualmente na direção de um procedimento totalmente integrado ou acoplado.

A seguir, são descritas duas estratégias envolvidas na metodologia híbrida: Análise de Movimentos Acoplada e o *SAFOP*. Ressalta-se que no presente trabalho é dado ênfase ao Diagrama de *SAFOP* (resultado da determinação da Zona de Segurança Operacional dos *Risers*) e ao Diagrama de *offsets* (que é um dos resultados oriundos da Análise de Movimentos Acoplada), os quais são devidamente abordados nos capítulos 6 e 7 respectivamente. A combinação desses dois diagramas (vide capítulo 8) dá como resultado uma nova metodologia de projeto proposta na presente dissertação.

5.4.1 Análise de movimentos acoplada

O objetivo da análise de movimentos acoplada é obter a resposta de movimentos da unidade flutuante sob condições ambientais definidas de projeto, mas considerando a influência das linhas (de ancoragem e *risers*). O modelo das linhas é construído com malhas de elementos finitos relativamente pobres, mas com um tempo de simulação longo, o suficiente para obter a estabilidade estatística da resposta de movimentos do casco.

Como resultado desta formulação acoplada, obtém-se os movimentos da unidade flutuante levando em conta de forma rigorosa a contribuição das linhas, considerando implícita e automaticamente todos os efeitos não-lineares e dinâmicos decorrentes da interação entre o casco e as linhas, portanto permitindo ganhos significativos em termos de precisão dos resultados.

A utilização principal da análise de movimentos acoplado como metodologia de projeto de linhas é descrita a seguir:

- 1) Efetua-se a análise de movimentos acoplada como mencionado. Nesta análise, a resposta de movimentos do casco considera a influência de massa, rigidez e amortecimento das linhas. Desta forma pode-se alcançar uma melhor representação dos movimentos do casco do que a que seria obtida empregando uma formulação desacoplada. Os resultados são então, séries de movimentos nos seis graus de liberdade do casco (*surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*).
- 2) As séries temporais obtidas nessa primeira etapa são usadas para efetuar a análise estrutural desacoplada de cada linha individualmente. Nesta etapa, cada linha é modelada com uma malha refinada o bastante para fornecer com precisão os parâmetros da resposta estrutural.

Esta metodologia tem algumas variantes dependendo o tipo de análise a ser realizada. Por exemplo, se o objetivo é realizar a análise estrutural das linhas, na análise de movimentos acoplada utilizam-se carregamentos ambientais extremos. Na análise estrutural individual que se segue de cada linha, são aplicadas as séries de movimentos no topo e os carregamentos ambientais extremos correspondentes.

No entanto se, por exemplo, o objetivo é realizar o estudo de fadiga de um *riser* rígido (*SCR*), na análise de movimentos acoplada são aplicados os carregamentos ambientais correspondentes à operação normal da plataforma durante um determinado período de tempo (por exemplo, um ano). Em outra etapa (desacoplada), são aplicadas

as séries de movimento no topo de cada linha e os carregamentos ambientais correspondentes. Como resultado obtêm-se as séries temporais de esforços ao longo do *SCR*. Finalmente, numa terceira etapa, a partir das séries temporais de esforços são determinadas as amplitudes de variação das tensões das juntas críticas para cada um dos oito pontos da seção transversal, avaliando o número de ciclos em que cada uma ocorre, ou seja, o histograma de variação de tensões. Assim, é possível avaliar a vida à fadiga do *SCR*, totalizando-se o dano de cada estado de mar, associado a todas as amplitudes de variação de tensões, afetados por um percentual de ocorrência em um ano.

Estudos paramétricos importantes com resultados de muito interesse no uso desta metodologia híbrida podem ser consultados em SENRA [5].

Esta metodologia híbrida já bem sendo usada por empresas líderes no ramo como a Petrobras.

O modelo utilizado numa análise de movimentos acoplada também pode fornecer informação muito importante no projeto de uma plataforma flutuante ancorada. O diagrama de *offsets* é um exemplo.

- **Diagrama de *offsets***

O diagrama de *offsets* é a envoltória das médias dos passeios máximos (média dos “picos” de *surge* e *sway*) de um sistema flutuante solicitado por carregamentos ambientais definidos de projeto em varias direções. Este tipo de diagramas permite conhecer a complacência do sistema de ancoragem nos passeios da unidade flutuante em várias direções, e avaliar assim, a possibilidade de modificá-lo buscando a melhor configuração. Ressalta-se que a utilização do modelo acoplado fornece um diagrama de *Offsets* onde é considerada a contribuição do sistema de *risers* em termos de massa adicionada, amortecimento, rigidez e cargas hidrodinâmicas.

Nos projetos de plataformas flutuantes é recomendado avaliar também uma condição de avaria do sistema de ancoragem. Deste fato decorre a construção de um ou dois diagramas de *offsets* a mais, com uma ou várias linhas de ancoragem rompidas.

No capítulo 7 é mostrado com detalhe a construção do diagrama de *Offsets* e seu uso como metodologia de projeto.

5.4.2 SAFOP

Esta metodologia foi proposta como resultado de um projeto realizado em conjunto das empresas MCS International e Noble Denton Europe em 1998 [3], e está

baseada no conceito de desenvolvimento de uma “Zona de Segurança Operacional” para *risers*, definida como o limite máximo de passeio horizontal dentro do qual o topo do *riser* deve permanecer para evitar violar um de seus critérios de projeto. Estes limites, quando definidos para diferentes direções para todo o sistema de *risers*, caracterizam o diagrama de *SAFOP* (*Safe Operational Zone*) do sistema de produção.

A Zona de Segurança Operacional depende da geometria e configuração global dos *risers*, da magnitude e direção dos carregamentos ambientais e dos critérios permissíveis de utilização dos *risers*.

Em suma, o diagrama de *SAFOP* determina a área onde o sistema de *risers* opera de forma segura quando submetidos a condições ambientais extremas e operacionais. A determinação do diagrama de *SAFOP* permite tanto avaliar a possibilidade de reconfigurar o sistema de *risers*, quanto permitir que diferentes configurações de ancoragem sejam estudadas para determinar a opção mais viável às necessidades do projeto de *risers*.

Neste procedimento é utilizado um modelo que não inclui o sistema de ancoragem, e é formado apenas pelos *risers*. A unidade flutuante é representada pelo cruzamento dos *RAOs* de movimento dela com o espectro de energia de onda do mar considerado, mas também pode ser representada pelos movimentos (na faixa de frequência das ondas) gerados previamente por simulações acopladas. Na seção 6 a seguir é apresentado com detalhe a construção do diagrama de *SAFOP* e seu uso como metodologia de projeto.

6. ZONA DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SAFOP)

6.1 Introdução

Os Sistemas Flutuantes de Produção de petróleo *offshore* se dividem de maneira geral em três componentes: Unidade Flutuante, Sistema de *risers* e Sistema de ancoragem. O projeto de cada componente deve considerar interação com os outros, sendo que, por exemplo, os *risers* constituem uma das principais restrições para o projeto do sistema de ancoragem.

No caso do presente estudo, a partir de análises no sistema de *risers*, são obtidas informações importantes que permitem executar ciclos de verificação de diferentes sistemas de ancoragem e definir a configuração que melhor atenda os objetivos do projeto. Isto significa que o projeto do sistema de ancoragem adota como uma premissa adicional os critérios de utilização dos *risers*, diferentemente da prática tradicional, onde o sistema de ancoragem é projetado atendendo limites máximos dos seus passeios (por exemplo, 10% da lâmina d'água (LDA) na condição intacta e 15% da LDA na condição avariada, devido ao rompimento de uma linha), e separadamente, o projeto dos *risers* teria que atender esses passeios máximos do sistema de ancoragem.

Neste contexto, o presente procedimento está baseado no conceito de desenvolvimento de uma “Zona de Segurança Operacional” para *risers*, definido como o limite máximo de passeio horizontal dentro do qual o topo do *riser* deve permanecer para evitar violar um de seus critérios de projeto. Estes limites, quando definidos para diferentes direções para todo o sistema de *risers*, caracterizam o diagrama de *SAFOP* (*Safe Operational Zone*) do sistema de produção.

6.2 Geração dos diagramas de SAFOP

A Zona de Segurança Operacional depende da geometria e configuração global dos *risers*, da magnitude e direção dos carregamentos ambientais e dos critérios de utilização dos *risers*.

No SAFOP, são considerados os efeitos de correnteza e onda no sistema de *risers* e movimentos prescritos no topo, estáticos e dinâmicos. Os movimentos estáticos representam os *offsets* da unidade associados aos passeios devidos à atuação dos carregamentos ambientais, enquanto os movimentos dinâmicos estão associados aos movimentos da unidade na faixa de frequência das ondas. Estes últimos são usualmente encontrados pelo cruzamento entre os *RAOs* (*Response Amplitude Operators*) de movimento da unidade e os espectros de energia de onda da zona considerada, mas também poderiam corresponder aos movimentos (na faixa de frequência das ondas) gerados previamente por simulações acopladas.

O estudo de SAFOP consiste basicamente em posicionar o topo dos *risers* em diferentes lugares com deslocamentos prescritos, e realizar análises dinâmicas (precedidas de análises estáticas) com aplicação de carregamentos ambientais para avaliar se algum critério de projeto dos *risers* é violado. O resultado é uma curva que limita a área segura de operação do conjunto de *risers*.

Para construir o diagrama de SAFOP cada *riser* já deve ter características definidas. Isto significa que já passou por uma primeira etapa de projeto para cumprir com a função alvo dele, por exemplo, transferir fluidos entre o fundo marinho e a UF.

De maneira geral, os passos para estabelecer o diagrama de SAFOP são:

- 1) Modelo numérico. Definida a unidade flutuante, a configuração do sistema de *risers* e suas características, assim como o fundo marinho, construir o modelo numérico.
- 2) Critérios de projeto. Definir os critérios de utilização dos *risers* a serem avaliados e os respectivos valores limites.
- 3) Carregamentos ambientais. Determinar as condições ambientais moderadas e extremas representativas da zona em estudo.
- 4) Análises. O procedimento de geração propriamente dito se inicia com uma análise estática não-linear para cada direção do diagrama, onde são aplicados incrementalmente deslocamentos horizontais prescritos no topo dos *risers* (em termos do percentual da lâmina d'água, %LDA) e os

correspondentes perfis de correnteza. Cada análise estática é interrompida no passo onde for detectada a primeira violação de qualquer dos critérios de projeto. Imediatamente, executa-se um "step back" para posicionar o topo dos *risers* no passo anterior do *offset* estático. Na análise dinâmica que se segue, são acrescentados os movimentos prescritos de primeira ordem devido à ação da onda (regular ou irregular) no casco e a onda atuando diretamente sobre os *risers*. As análises dinâmicas em cada direção são executadas gradualmente para *offsets* menores, até que qualquer critério de utilização dos *risers* deixa de ser violado.

- 5) Diagrama. Os limites encontrados para cada direção, no passo anterior, são unidos com retas, determinando a Zona de Segurança Operacional do sistema de *risers*, e conformando assim o diagrama de *SAFOP*. Além disso, o diagrama informa para cada direção qual *riser* esteve no limite de violar algum dos critérios de projeto e qual foi esse critério.

Cabe mencionar que na ferramenta computacional utilizada no presente trabalho, SITUA-Prosim [6], já foram implantados recursos para determinar o *SAFOP*, disparando automaticamente todas as análises (passo 4) e gerando os diagramas (passo 5). Mas adiante, na seção 6.5, é mostrado com detalhe o procedimento de geração dos diagramas de *SAFOP* no SITUA-Prosim.

Em suma, o diagrama de *SAFOP* determina a área onde os *risers* operam de forma segura quando submetidos a condições ambientais extremas e também para moderadas.

Na geração do diagrama de *SAFOP* não é considerada a fadiga, corrosão e efeitos de temperaturas extremas nos *risers*. Também as interferências entre *Riser*-linha de ancoragem e entre linha de ancoragem-equipamento submarino são condições que devem ser avaliadas em outras etapas de projeto onde possa ser tomada em conta a interação direta dos *risers* com o sistema de ancoragem.

Ressalta-se que uma ou mais situações particulares de cada projeto podem restringir a zona segura de operação da plataforma independentemente das restrições impostas pelos *risers*, por exemplo, quando alguma unidade será localizada próxima à plataforma, pode existir uma restrição de passeio que reduz a área estabelecida no *SAFOP*.

6.3 Carregamentos

Os carregamentos considerados no *SAFOP* são:

Carregamentos funcionais: a) Peso do *riser*; b) Peso de recobrimentos (*coating*), acessórios e tubulação; c) Pressão interna; d) Pressão hidrostática externa; e) Cargas causadas por fluidos internos; f) Flutuação; g) Interação com o solo (para *risers* em catenária); h) Inércia.

Carregamentos ambientais: a) Correnteza; b) Onda, movimentos de primeira ordem que a UF induz ao topo do *riser* e força das partículas do fluido nos *risers*. Consideram-se condições ambientais extremas e operacionais, as quais devem ser representativas da zona em que se localiza o Sistema *Offshore*.

6.4 Critérios de utilização dos *risers*

O sistema de *risers* e umbilicais é uma interface entre estruturas estáticas no fundo do mar e a estrutura dinâmica da unidade flutuante na superfície.

Os *risers* usados em Sistemas Flutuantes de Produção são de dois tipos: Rígidos e Flexíveis. Eles devem ser projetados sob critérios de utilização estabelecidos para evitar os possíveis mecanismos de falha.

Em geral, os mecanismos de falha de *risers* rígidos são plastificação devido a tensões combinadas, flambagem, colapso hidrostático (e outros que chegam a ser críticos ao longo do tempo como fadiga e desgaste por corrosão). Maiores detalhes encontram-se na API-RP-2RD [24].

Para os *risers* flexíveis os mecanismos de falha podem se apresentar nas diversas camadas (vide seção 2.4). Colapso por falha da carcaça intertravada e/ou das armaduras de pressão devido à excessiva pressão interna ou externa, combinadas ou não com trações excessivas. Falha por tração devido à ruptura das armaduras de tração e de pressão. Falha por compressão, causando *bird-caging* (gaiola de passarinho) que é a flambagem dos arames das armaduras de tração, resultando em uma deformação radial significativa. Este tipo de falha também pode se apresentar devido à torção. A flexão excessiva pode colapsar as armaduras de pressão, destravar a carcaça intertravada ou rachar a camada externa. Outros mecanismos de falha que podem se apresentar ao longo do tempo são, por exemplo, fadiga e corrosão. Maiores detalhes podem ser encontrados em API-RP-17B [11] e ANSI/API-Spec-17J [25].

Neste contexto, o *SAFOP* pode considerar, dentre outros, os seguintes critérios de utilização dos *risers*:

Para *risers* rígidos:

- a) Tensão de Von Mises admissível
- b) Compressão
- c) Tração máxima no ponto de ancoragem
- d) Tração máxima (na conexão no topo)
- e) Variação do ângulo de topo (em relação ao ângulo inicial)

Para *risers* flexíveis (e umbilicais):

- a) Raio de curvatura mínimo
- b) Tensão nas armaduras de tração
- c) Comprimento mínimo apoiado
- d) Tração máxima (na conexão no topo)
- e) Variação do ângulo de topo (em relação ao ângulo inicial)

Para ambos os tipos (rígidos e flexíveis):

- a) Interferência: *riser-riser*, *riser-UF*, *riser-equipamento* submarino

Estes critérios de projeto são descritos a seguir:

Para *risers* rígidos:

Tensão de Von Mises admissível. Os *risers* rígidos em catenária estão principalmente sujeitos a uma combinação de tração, flexão e em menor escala a torção. A tensão de Von Mises é um critério de escoamento com tensões combinadas. Calcula-se com a seguinte equação:

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}$$

Onde:

σ_e = Tensão equivalente de Von Mises (kN/m²);

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ = Tensões principais (kN/m²).

A tensão de Von Mises será avaliada atendendo as recomendações da API-RP-2RD [24]:

$$\sigma_e < \frac{2}{3} C_f \sigma_y \tag{6-1}$$

Onde,

σ_y = Tensão de escoamento (kN/m²);

C_f = Fator de Caso, que depende da categoria do carregamento.

No caso do *SAFOP* com carregamentos ambientais extremos o $C_f = 1.2$, e a desigualdade a cumprir é a seguinte:

$$\sigma_e < 0.8\sigma_y \quad (6-2)$$

Já na realização do *SAFOP* para condições ambientais moderadas o $C_f = 1$, e a desigualdade é dada por:

$$\sigma_e < 0.667\sigma_y \quad (6-3)$$

Compressão. Os *risers* rígidos em catenária operam principalmente sujeitos a uma combinação de tração e momento fletor ao longo de seu comprimento, mas também se pode apresentar compressão com menor ordem de grandeza. No entanto, a compressão pode chegar a ser crítica na conexão com algum acessório ou equipamento submarino. Visando garantir a integridade de ditas conexões este critério de projeto consiste em verificar durante a simulação no programa numérico que não se apresente compressão em qualquer parte do *riser*.

Tração máxima no ponto de ancoragem. Este critério de projeto estabelece o limite de tração no ponto de ancoragem do *SCR* no fundo ou na conexão com algum equipamento submarino.

Os *risers* rígidos utilizam alguns acessórios em regiões críticas para melhorar seu desempenho estrutural. Em particular, na região do topo, dependendo das necessidades do projeto, são utilizadas juntas de tensão (*stress joint*) ou juntas flexíveis (*flex joint*).

- A Stress Joint (ver Figura 6.1) é um acessório auxiliar que permite a transição entre segmentos do *riser* rígido com diferentes valores de rigidez, instalado normalmente no topo. Para conseguir seu objetivo, a *stress joint* tem espessura variável ao longo de seu comprimento (forma cônica). Os critérios de projeto da *stress joint* são os mesmos que avaliam o *riser* rígido: **Tensão de Von Mises** e **Compressão**; podendo também considerar a **Tração Máxima na sua conexão**.

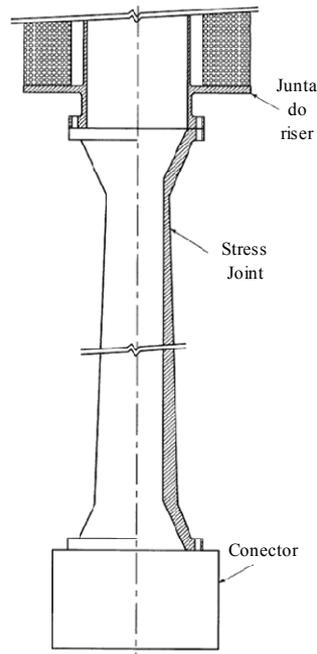


Figura 6.1 – *Stress joint*.

- A *Flex Joint* (ver Figura 6.2) é um acessório auxiliar que consta de um arranjo de lâminas de metal e elastômero, e permite a passagem do fluido na interface com o *riser* rígido. É instalada no topo e o seu objetivo é reduzir o momento fletor local. Deve ser especificada pelo fabricante qual a **Tração Máxima admissível** e a **Máxima Complacência Angular** em que a *Flex Joint* trabalha sob condições seguras.

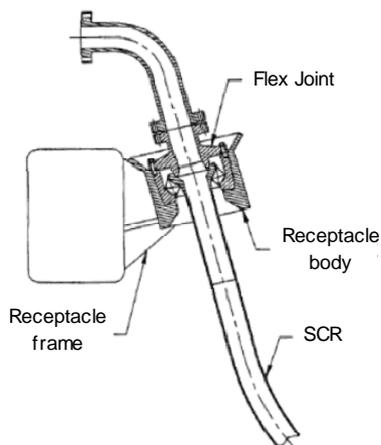


Figura 6.2 – Junta flexível (*flex joint*) para SCR.

Para risers flexíveis (e umbilicais):

No caso de *risers* flexíveis, o fabricante deve especificar as características, por exemplo, a **Tração Máxima** e o **Raio Mínimo de Curvatura (MBR – Minimum Bending Radius)** Admissíveis do *riser* em condições de operação. Caso não seja especificado o

MBR em operação, pode se utilizar de maneira conservativa um fator de 1.5 vezes o *MBR* em armazenamento [11].

A **Tensão nas Armaduras de Tração** é um critério que considera a combinação da tração e pressão interna e externa no *riser*. As armaduras são os componentes estruturais de um *riser* flexível.

A Tensão na Armadura de Tração (kN/m^2) pode ser calculada com a seguinte expressão [26]:

$$\sigma_{AT} = \frac{T_w}{N \cdot f \cdot b \cdot t \cdot \cos \alpha} \quad (6-4)$$

Onde:

N = Número de arames;

f = Fator de forma. Depende da forma da seção transversal de cada arame;

b = Largura do arame (m);

t = Espessura do arame (m);

α = Ângulo de inclinação do arame;

T_w = Tração de parede (kN).

A fig ilustra um arame da armadura de tração.

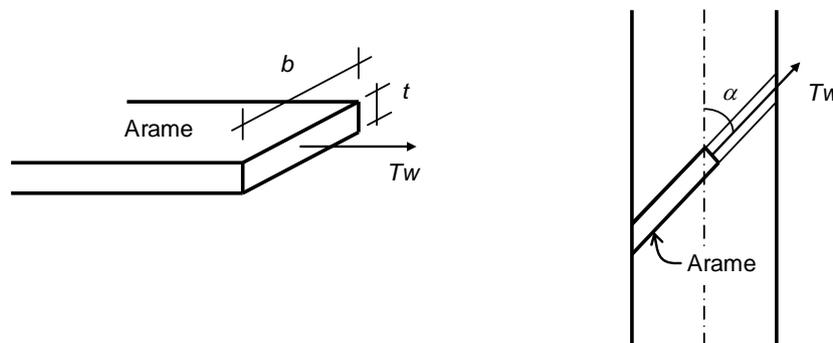


Figura 6.3 – Arame da Armadura de Tração

A tração de parede pode ser calculada com a seguinte equação:

$$T_w = T_e + \pi r_i^2 P_i - \pi r_e^2 P_e \quad (6-5)$$

Onde:

T_e = Tração efetiva;

r_i, r_e = Raio da parede interna e externa respectivamente, da armadura de tração;

P_i, P_e = Pressão do fluido interno e externo respectivamente.

O cálculo pode ser realizado para cada Camada de Tração.

Atendendo as recomendações da especificação ANSI/API-Spec-17J [25] a tensão admissível nas armaduras de tração é:

Para condições ambientais extremas

$$\sigma_{AT} = 0.85\sigma_y \quad (6-6)$$

Para condições ambientais moderadas

$$\sigma_{AT} = 0.67\sigma_y \quad (6-7)$$

Onde σ_y é a Tensão de escoamento do aço (kN/m^2).

O **Comprimento Mínimo Apoiado** dos *risers* flexíveis é considerado como um critério de projeto com o intuito de assegurar que não se transmita cargas na conexão no fundo. O comprimento apoiado de um *riser* diminui quando o topo dele se afasta em relação à conexão no fundo (movimento *Far*).

Tração Máxima (na conexão no topo) e Variação do ângulo de topo (em relação ao ângulo inicial). Os Conectores no topo do *riser* podem ser flanges com parafusos, braçadeiras ou juntas soldas. Eles se unem a um Adaptador de Extremo (*End Fitting*) do *riser* flexível que lhe transmite as cargas axiais e momentos fletores sem afetar as camadas. Nesta região (*End Fitting*), ocorre a maior força axial e podem aparecer esforços de momento fletor elevados.

Comumente, os *risers* flexíveis utilizam acessórios auxiliares para melhorar seu desempenho estrutural, por exemplo, Enrijecedores de Flexão (*Bending Stiffeners*), que são usados para incrementar e distribuir a rigidez flexional do *riser* em áreas localizadas.

Devido à possibilidade de aparecerem momentos fletores capazes de danificar o *riser*, o incremento de rigidez desta estrutura faz com que a curvatura se reduza, diminuindo a deformação nas camadas. Os *Bending Stiffeners* são projetados com as combinações mais desfavoráveis de Trações Máximas e Variação do Ângulo de Topo do *riser*, quando deslocado para diferentes posições e submetido a carregamentos ambientais extremos.

Os Enrijecedores de Flexão são tipicamente utilizados no topo de *risers* flexíveis (ver Figura 6.3). O uso deste tipo de acessório implica em levar em conta a sua contribuição no comportamento dos *risers*, já que diminui o risco de interferência entre *risers* nas proximidades do topo e entre *riser* e a UF.

No caso de realizar o estudo de *SAFOP* quando os *Bending Stiffeners* ainda não foram projetados é importante publicar os pares de Tração – Variação Angular resultado das análises, para contribuir ao projeto desses acessórios.

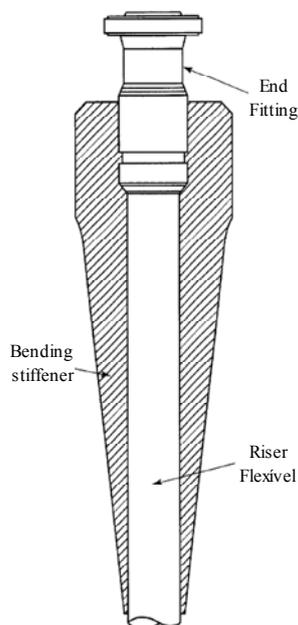


Figura 6.4 – Enrijecedor de Flexão (*Bending Stiffener*)

Para ambos tipos de risers (rígidos e flexíveis):

Para completar a determinação de uma Zona de Segurança Operacional, a ***Interferência*** entre *riser-riser*, entre *riser-UF* e entre *riser-equipamento* submarino pode ser de importância (ver API-RP-17B [11]). Este critério de projeto abrange o sistema de *risers* completo, ou seja, não faz distinção entre rígidos e flexíveis.

Adverte-se que a consideração da interferência *riser-riser* na análise de *SAFOP* sob condições ambientais extremas, quando realizado para um sistema com grande número de *risers* pode reduzir a área segura, devido à proximidade entre eles, existindo a possibilidade de se apresentarem interferências em *offsets* pequenos. Nesse caso é melhor considerar no projeto dos *risers* a possível interferência entre eles em condições extremas.

• **Critérios de projeto adicionais**

Dependendo das necessidades de cada Sistema *Offshore*, podem ser levados em consideração critérios de projeto adicionais, por exemplo, no caso de *risers* com configuração *Lazy-S* (Vide seção 2.4) é conveniente avaliar, além dos critérios estabelecidos anteriormente, a Tração Máxima no Tensionador, os Passeios Permissíveis do arco flutuador e a Colisão da Catenária Superior com o Fundo Marinho.

A torção em *risers* flexíveis geralmente se apresenta com ordem de grandeza pequena, mas se em um determinado sistema fosse relevante, poderia ser considerada como critério de projeto.

6.5 Geração do Diagrama de *SAFOP* no programa SITUA-Prosim

Os recursos utilizados na elaboração do *SAFOP* do presente trabalho permitem o uso de aproximações analíticas, com baixo custo computacional, que podem ser usadas em etapas iniciais de projeto, mas também o uso de formulações mais rigorosas, baseadas em Elementos Finitos, para a definição detalhada do diagrama em uma etapa mais avançada de projeto.

Isto significa que a ferramenta *SAFOP* do programa SITUA-Prosim [6] pode ser utilizada à escolha do usuário, ou seja: para etapas preliminares de projeto, através de cálculos analíticos com a equação da catenária de todos os *risers* do sistema, sem ação ambiental, fornecendo um diagrama aproximado com muita rapidez; Já em etapas mais avançadas, o programa permite realizar análises estáticas não-lineares através de formulações de Elementos Finitos associadas a procedimentos iterativos de Newton-Raphson, considerando os efeitos da correnteza nos *risers* e deslocamentos prescritos no topo deles. A partir dos resultados da análise estática, realizam-se análises dinâmicas no domínio do tempo para considerar, além da correnteza, os movimentos de primeira ordem da unidade flutuante (na faixa de frequência das ondas) e os efeitos das ondas sobre os *risers*. As análises dinâmicas podem ser realizadas com onda regular ou mar irregular.

A seguir, são explicados em detalhe os passos para constituir o diagrama *SAFOP*:

1) Modelo numérico.

Unidade Flutuante. O modelo é construído com as características geométricas e hidrodinâmicas incluindo calado, peso, coordenadas do centro de gravidade (CG), matriz de raios de giração, disposição dos membros tubulares e respectivos coeficientes hidrodinâmicos. A análise de *SAFOP* considera os movimentos de 1ª ordem (na frequência da onda) que a unidade impõe no topo dos *risers*, calculados por meio do cruzamento espectral entre os *RAOs* da unidade, usualmente solucionados por um programa baseado na teoria potencial (como o programa Wamit [18]), e o espectro de energia do mar considerado.

Sistema de risers e umbilicais. A partir das características físicas (E , ν), mecânicas (EI , EA , GJ) e geométricas de cada *riser*, são construídos os respectivos modelos de Elementos Finitos. Todas as linhas são modeladas com elementos de pórtico.

Existem acessórios que têm por objetivo modificar localmente o comportamento estrutural dos *risers*; por exemplo, no caso de *risers* rígidos, é comum o uso da *Stress Joint* ou da *Flex Joint* e no caso de *risers* flexíveis, o uso do *Bending Stiffener*, os quais devem ser modelados adequadamente para considerar a sua contribuição ao comportamento global do Sistema *Offshore*.

Fundo marinho. O fundo marinho deve ser modelado conforme à batimetria e as características mecânicas do solo (Rigidez vertical, Coeficiente de atrito longitudinal e transversal) da zona em que o sistema se localiza.

A estabilidade do trecho do *riser* apoiado no solo está diretamente relacionada aos deslocamentos da unidade flutuante, forças ambientais, peso submerso do *riser* e à resistência desenvolvida pelo solo.

A Figura 6.4 ilustra o modelo numérico de um sistema de *risers* no SITUA-Prosím.

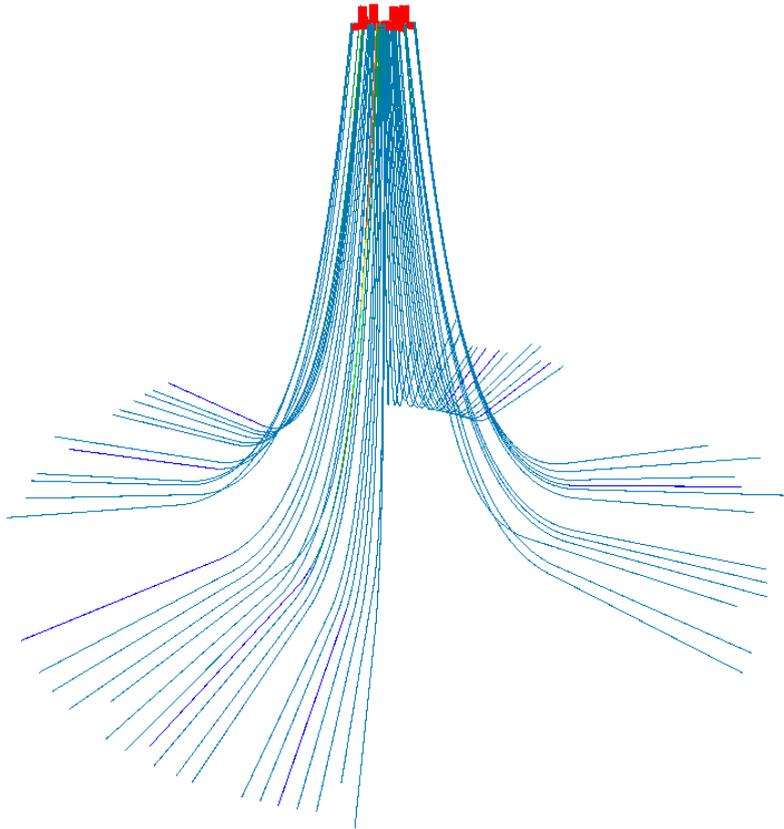


Figura 6.5 – Modelo de elementos finitos dos *risers*.

- 2) Definir critérios de projeto dos *risers* a serem avaliados. O SITUA-Prosim pode considerar os seguintes critérios:

Para *risers* rígidos: a) Tensão de Von Mises Admissível; b) Compressão; c) Tração máxima no ponto de ancoragem; d) Tração Máxima (na conexão no topo); e) Variação do Ângulo de topo.

Para *risers* flexíveis (e umbilicais): a) Raio de Curvatura Mínimo; b) Tensão nas Armaduras de Tração; c) Comprimento Mínimo Apoiado; d) Tração Máxima (na conexão no topo); e) Variação do Ângulo de topo.

Para ambos tipos de *riser*: a) Interferência *riser-riser*, *riser-UF* e *riser*-equipamento submarino.

Esses critérios já se encontram implementados no código do programa Prosim, e são verificados automaticamente ao longo das análises.

- 3) Condições ambientais. De acordo com a localização do Sistema *Offshore* devem ser definidas as condições ambientais extremas correspondentes.

Requerem-se no mínimo oito direções de incidência: *N, NE, E, SE, S, SW, W e NW*. Atendendo as recomendações da API-RP-17B [11], as combinações extremas são: 1) Onda Centenária + Correnteza Decenária; e 2) Onda Decenária + Correnteza Centenária. A combinação de cargas moderadas é: Onda Anual + Correnteza Anual.

Com as condições ambientais anuais pode ser calculada uma outra curva de *SAFOP* que permite determinar uma zona de segurança “condicionada”. Os limites estabelecidos sob condições anuais são de utilidade também na etapa de operação do Sistema *Offshore* em estudo quando, por exemplo, é realizada alguma atividade que requer deslocar à unidade por meio do recolhimento e/ou pagamento das linhas de ancoragem além da área *SAFOP* definida para condições extremas, portanto, pode se ter certeza dos limites para realizar tal operação em condições ambientais moderadas.

- 4) Determinar o incremento angular para definir a direção em que será realizado cada *offset* do topo dos *risers*. Recomenda-se que o incremento seja feito de 30 em 30 graus o menor para definir melhor a curva. (Ver Figura 6.5).
- 5) Determinar o deslocamento horizontal total (*offset*) em porcentagem da lâmina d’água (%LDA) que será aplicado em cada incremento angular especificado (como exemplo ilustrativo 40%LDA, vide Figura 6.5).

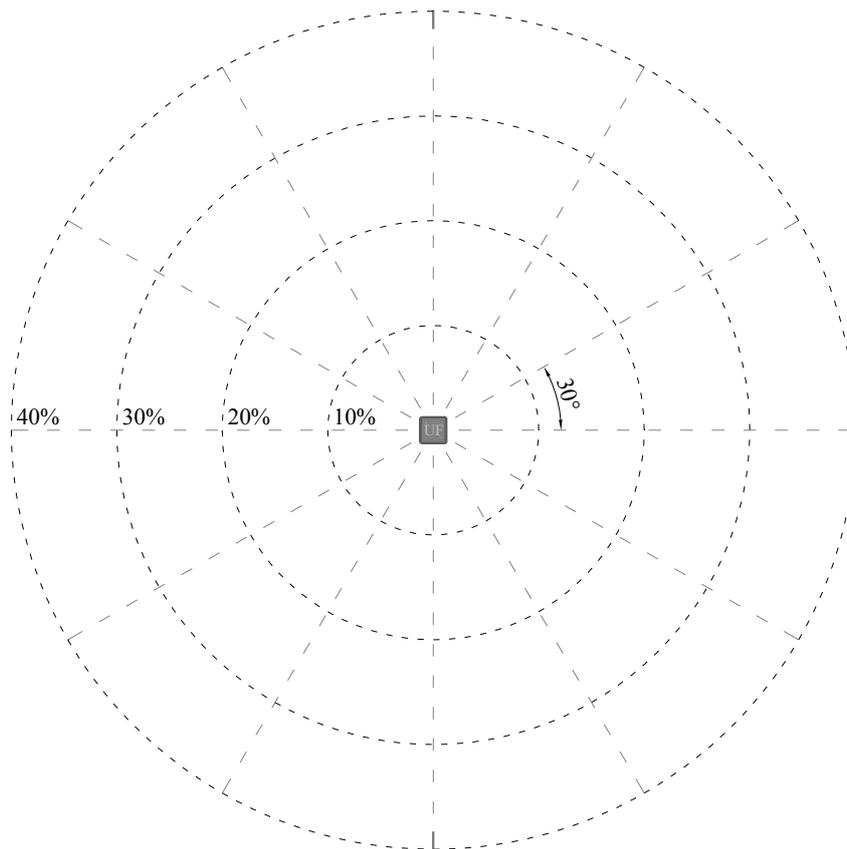


Figura 6.6 – Incremento angular para análise *SAFOP*

- 6) Realizar Análises Estáticas Não-Lineares (AENLs) considerando o deslocamento prescrito no topo dos *risers* (*offset*) e a correnteza. Deve-se determinar o número de passos para aplicação do *offset* e para a atuação do carregamento. A execução das análises e a verificação dos critérios de projeto são efetuadas automaticamente pelo SITUA-Prosím.

No referente às direções de correnteza a serem aplicadas, elas têm que ser congruentes com o incremento angular em que estão sendo realizados os *offsets* do topo dos *risers*, considerando que é reduzida a probabilidade de acontecerem deslocamentos da plataforma em direção contrária aos carregamentos ambientais. Mas cada zona tem características diferentes e pode se justificar um cenário em que haja um vento forte que desloque a unidade em uma direção, embora exista uma correnteza em sentido contrário.

Em geral, pode ser estabelecido que os carregamentos sejam aplicados com uma direção similar ao *offset* do topo dos *risers* que está sendo analisado. Portanto, o seguinte procedimento pode ser estabelecido:

definida uma direção para aplicação do *offset*, deve-se escolher uma faixa angular de ataque das condições ambientais que abranjam -90 graus e +90 graus desta direção (vide Figura 6.6).

De acordo com o incremento angular especificado inicialmente, este critério poderá acarretar que seja avaliado um número diferente de combinações por direção de passeio. Por exemplo, se 8 direções globais (a cada 45 graus) forem adotadas para a atuação dos carregamentos e as direções dos passeios variarem de 30 em 30 graus, quatro e três direções ambientais serão aplicadas intercaladamente por direção de *offset* (vide Figuras 6.6a e 6.6b).

Na figura 6.6a, onde a unidade se desloca com direção entre *E* e *NE*, as direções de correnteza a serem aplicadas (uma em cada análise) são “vindo de” *NW*, *W*, *SW* e *S*. Já na figura 6.6b em que a unidade se desloca na direção *N*, as direções de correnteza correspondentes são “vindo de” *SW*, *S* e *SE*.

As análises são realizadas em cada direção de *offset* aplicando cada uma das correntezas abrangidas, por exemplo, em caso de ter três correntezas como ilustrado na Figura 6.6b, é aplicada a primeira delas para realizar a AENL buscando o ponto onde um critério de projeto for violado ou mesmo até atingir o *offset* total definido inicialmente. Posteriormente, da mesma forma é realizada a análise mas com a segunda correnteza e logo após com a terceira (na mesma direção de *offset*).

No final desta etapa obtém-se, para cada direção de *offset* analisada, a localização do ponto onde um critério de projeto é violado e a correnteza atuante.

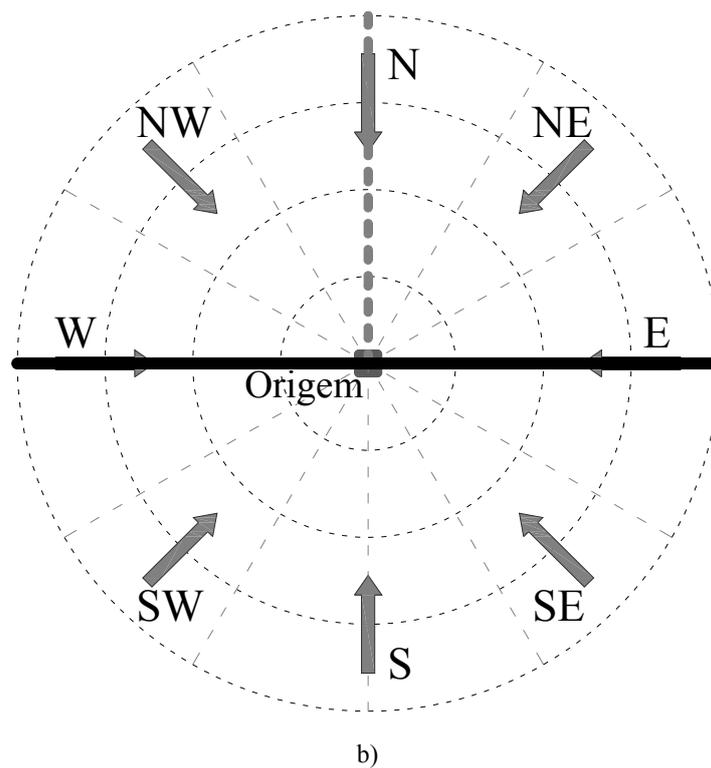
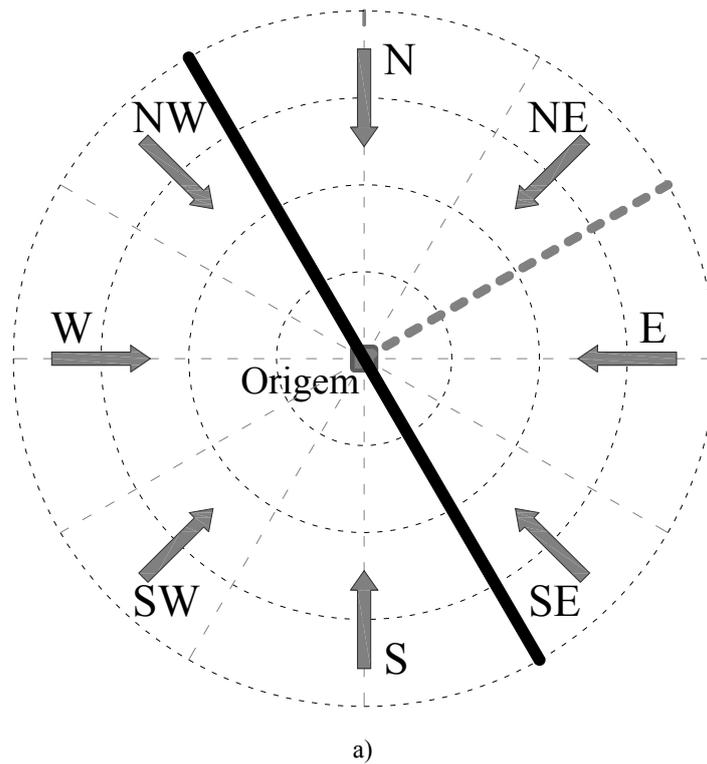


Figura 6.7 – Critério de direções de aplicação dos carregamentos ambientais

- 7) Identificados os pontos onde algum critério de projeto foi violado e a correspondente correnteza, o sistema SITUA-Prosím automaticamente procede à procura do ponto onde o critério de projeto deixa de ser violado, mas acrescentando a ação da onda.

A análise dinâmica no domínio do tempo (precedida de uma análise estática) considera, além da correnteza, os efeitos da onda atuando diretamente sobre os *risers* em termos de forças, e indiretamente nos movimentos de primeira ordem impostos no topo pela unidade flutuante.

O novo *offset* para executar a análise dinâmica é um passo a menos daquele onde o critério de projeto foi violado na análise estática da etapa anterior. Caso algum critério de projeto continuar sendo violado é realizada uma nova análise dinâmica no passo de *offset* anterior, e assim por diante até encontrar o ponto onde nenhum critério seja violado.

No referente à direção de atuação das ondas, é usado o mesmo critério descrito no passo 6) deste procedimento, mas combinado com a correnteza identificada em cada direção onde um critério de projeto foi violado nas análises estáticas desse passo 6). Isto significa que uma correnteza (aquela atuante quando um critério de projeto foi violado na análise estática) é combinada com várias direções de onda.

Nesta etapa, na procura do ponto onde um critério de projeto deixa de ser violado, o *SAFOP* tenderá a reduzir-se em relação ao realizado com correnteza só.

- 8) Os pontos obtidos em todas as direções estudadas são unidos com retas, conformando a Zona de Segurança Operacional do sistema de *risers*. Além disso, o diagrama de *SAFOP* informa qual a linha, qual o critério que está no limite de ser violado e qual a combinação dos carregamentos ambientais críticos.

Observa-se que este procedimento é uma proposta para aplicação geral, mas dependendo de cada projeto em particular podem ser adotadas algumas simplificações, por exemplo, considerar as cargas de correnteza e onda alinhadas e com a mesma direção do *offset* estudado, o mesmo considerar unicamente os critérios de projeto que forem identificados como críticos.

Quando no passo 7) for utilizada uma análise aleatória com mar irregular, a resposta do sistema deve ser analisada estatisticamente, devido a que pode se apresentar um máximo ou mínimo isolado que faça com que um critério de projeto seja violado,

não representando corretamente a zona de segurança operacional. Outra alternativa para contornar este fato é calcular uma onda determinística equivalente para ser usada nas análises do estudo de *SAFOP*.

É importante ressaltar que todas as análises do procedimento acima descrito são efetuadas automaticamente pelo SITUA-Prosím. A interface do SITUA gerencia a seqüência de análises e fornece os resultados. A seguir, nas Figuras 6.7 e 6.8 apresentam-se respectivamente a janela de entrada de dados e a janela de resultados do *SAFOP* implementado no SITUA-Prosím. Na janela de resultados é mostrada a curva após a etapa da análise estática, onde são indicadas as direções, os *offsets*, os *risers*, os critérios de projetos que foram ultrapassados e seu valor.

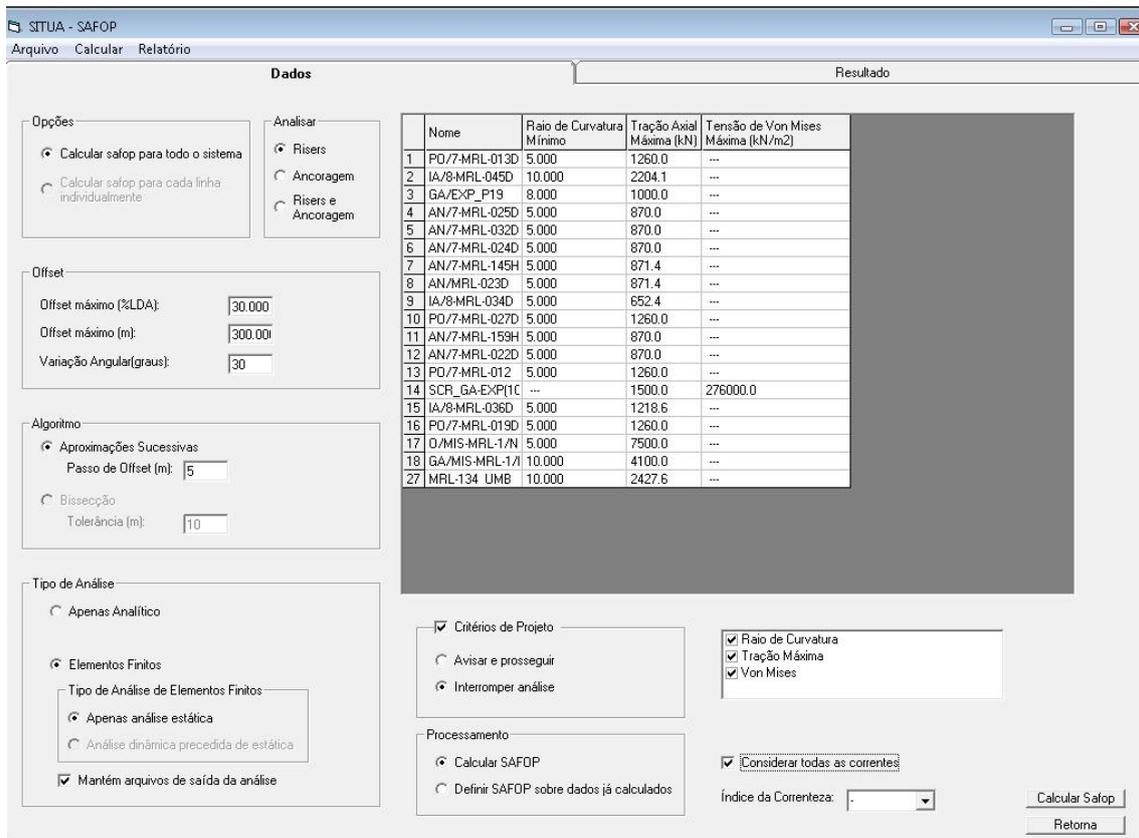


Figura 6.8 – Janela de entrada de dados para o *SAFOP* no SITUA-Prosím

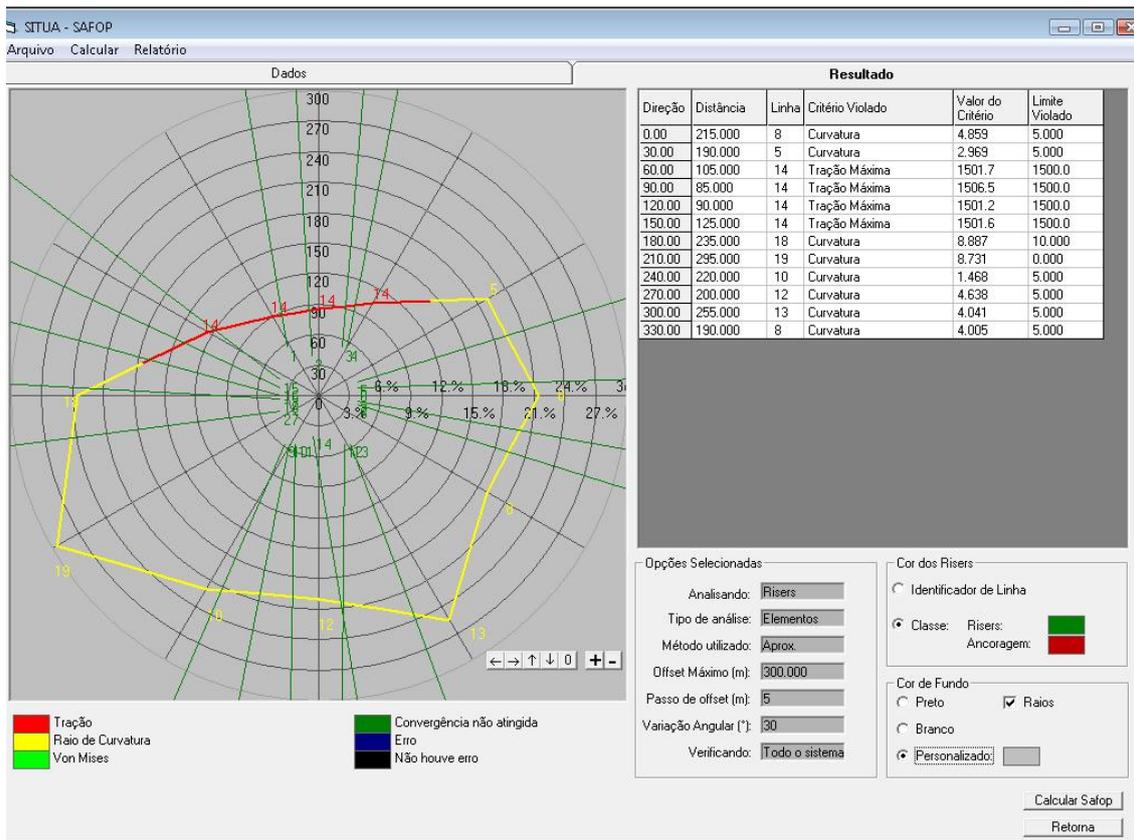


Figura 6.9 – Janela de resultados do SAFOP no SITUA-Prosim

6.6 Diagrama de SAFOP para aplicação em etapas de projeto

Os diagramas de SAFOP quando gerados nas etapas de projeto de um sistema *offshore* de produção, permitem executar ciclos de verificação de diferentes sistemas de ancoragem. A determinação da zona segura de operação do conjunto de *risers* tanto para condições ambientais extremas quanto para moderadas é, portanto, informação tomada como um critério adicional no projeto da ancoragem.

Como mencionado, o SAFOP é diretamente utilizado no projeto do sistema de ancoragem, mas também fornece informação importante para o mesmo conjunto dos *risers*, podendo avaliar o seu comportamento global, sendo que nas etapas iniciais os *risers* são projetados individualmente, sem considerar a interação com os outros.

O SAFOP gerado para condições ambientais extremas permite, por exemplo, projetar de maneira conveniente Enrijecedores de Flexão (*Bending Stiffeners*). A zona segura calculada para o conjunto de *risers* pode ser utilizada no projeto de um *bending stiffener* para um *riser*.

O projeto de um *bending stiffener* é baseado na avaliação das mais desfavoráveis combinações de trações máximas e variação do ângulo de topo do *riser*, quando

deslocado para diferentes posições e submetido a carregamentos ambientais extremos. A vantagem do uso do diagrama de *SAFOP* no projeto dos *bending stiffeners* é que a área considerada para realizar tais deslocamentos do topo é normalmente bem menor do que a área que seria abrangida quando analisado o *riser* individualmente, permitindo obter trações e ângulos de topo mais representativos do comportamento real do *riser*.

Também pode ser detectado algum *riser* que esteja provocando uma redução sensível da área segura do conjunto de *risers*, e que portanto precise de alguma modificação na sua configuração, por exemplo, no ângulo de topo.

Nas seções 6.8.2 e 6.8.3 são incluídos exemplos que mostram a maneira em que a área segura vai sendo truncada quando considerados *risers* em diversas direções. A área do *SAFOP* é diminuída de acordo às restrições que cada *riser* impõe.

6.7 Diagrama de *SAFOP* para aplicação em plataformas existentes

Os *SAFOPs* podem ser usados em plataformas existentes na verificação e possíveis modificações no sistema de ancoragem. Deve ser gerado um *SAFOP* para condições ambientais extremas e um outro para moderadas.

Numa análise acoplada de movimentos são determinados os passeios que o sistema de ancoragem permite à unidade, onde deve ser verificado que o topo do conjunto de *risers* permaneça dentro do *SAFOP*. No caso de algum passeio estar fora dos limites do *SAFOP*, podem ser sugeridas alterações na configuração da ancoragem pagando e recolhendo linhas, até que os passeios da unidade mantenham o topo dos *risers* dentro do *SAFOP*.

Vale destacar a relevância do diagrama de *SAFOP* construído por condições ambientais de operação (moderadas), devido a que pode haver situações em que, para realizar alguma atividade própria da operação da plataforma, a unidade seja deslocada por meio de pagamento e/ou recolhimento das linhas de ancoragem, mas não necessariamente sob condições extremas. Nestas circunstâncias, a zona de segurança operacional é denominada “condicionada”.

6.8 Estudo de casos

A seguir são estudados vários casos, os três primeiros com o intuito de continuar a explicação do diagrama de *SAFOP*, e o caso 4 mostra a aplicação para um sistema de *risers* de uma plataforma semi-submersível.

6.8.1 Caso 1 – Um *riser*

O objetivo de definir uma zona de segurança operacional tem enfoque no sistema completo de *risers*, mas para apresentar o conceito do *SAFOP* é conveniente começar por um modelo simples de um único *riser*. Este exemplo permitirá identificar a complacência do topo do *riser* dentro da área segura de operação e a influência dos carregamentos ambientais.

As direções principais dos movimentos prescritos no topo de um *riser* são: 1) *Far*, quando o topo do *riser* se afasta da conexão no fundo; *Near*, quando o topo do *riser* se aproxima da conexão no fundo; *Cross*, quando o movimento é realizado em sentido transversal ao eixo longitudinal do *riser*; e *Quartering*, que divide em partes iguais o *Far-Cross* ou o *Near-Cross*.

A seguir mostra-se o cálculo do *SAFOP* para um *riser* flexível de 8” de diâmetro para exportação de gás com azimute de 180 graus. As características do modelo numérico são apresentadas na Tabela 6.1:

Tabela 6.1 – Características do modelo do *riser* flexível de 8” diâmetro para o *SAFOP*

Descrição do Modelo do Riser flexível de Exportação de gás, 8” diâmetro			
LDA(m): 1000	EF: Pórtico	Diám. Ext.(m): 0.2825	Diám. Int.(m): 0.2032
EA(kN): 312500.0	EI(kN*m ²): 23.42	GJ(kN*m ²): 2983.0	Peso Ar(kN/m): 1.1
Peso Água(kN/m): 0.5	Âng. Topo(Graus): 14	Azimute(Graus): 180	Compr.(m): 2920
C. Suspenso(m): 1292	C. Apoiado(m): 1628	Tração Topo(kN): 716	RCmín.Inicial(m): 322
Fundo: Plano	R. Vert.(kN/m/m): 300	L. Elás. Axial: 0.03	L. Elás. Transv.: 0.20
Coef. Atrito Ax.: 1.10	Coef. Atrito Tr.: 2.80	Morison CM=2.0	Morison CD=1.0
Condições Ambientais			
Correnteza	Vel. Superf.(m/s): 1.2	Vel. Fundo(m/s): 0.0	
Onda	H(m): 10	T(s): 12	
Análises			
Análítica: Não	Estática Não Linear: Sim	Dinâmica: Sim	
Dinâmica Determin.: Sim	Dinâmica Aleat.: -	Espectro: JONSWAP	
Critérios de Projeto			
Tração Máxima(kN): 1000		Raio de Curv. Mínimo(m): 20	
Parâmetros de construção do diagrama SAFOP			
Offset %LDA: 100 (1000m)		Incremento Angular(Graus): 15	

LDA=Lâmina d'água

Nota: As características da catenária (ângulo de topo, comprimento suspenso, raio de curvatura mínimo, etc.) referem-se à posição inicial do *riser*. O Limite Elástico Axial e Transversal são os deslocamentos na direção axial e transversal respectivamente da linha, a partir do qual a força do atrito com o solo atinge seu valor máximo.

São avaliados só dois critérios de projeto (Tração Máxima e Raio de Curvatura Mínimo) para identificar as restrições que eles impõem na complacência segura do *riser*. O incremento angular de 15 em 15 graus especificado permite uma boa definição da curva que envolve a área segura de operação do *riser*. O ângulo zero será localizado na direção Leste (*E*) continuando o incremento angular para as posteriores análises ao contrário do sentido do relógio.

Visando obter a influência dos carregamentos ambientais na determinação da zona de segurança operacional do *riser* em estudo com as condições já estabelecidas, numa primeira etapa a análise estática é realizada só com deslocamentos prescritos e sem carregamentos até que algum dos critérios seja ultrapassado, como segunda etapa se aplica um perfil de correnteza buscando também o ponto em cada direção onde um dos critérios for excedido, já numa terceira etapa, além da ação da correnteza, acrescentam-se movimentos prescritos com a ação dinâmica da onda, mas o alvo agora é encontrar os pontos onde algum critério de projeto está no limite de ser violado.

Os carregamentos ambientais atuam em oito direções: *N*, *NE*, *E*, *SE*, *S*, *SW*, *W* e *NW*. Como tradicionalmente analisado, o sentido da correnteza é “indo para” e da onda é “vindo de”.

A seguir, na Tabela 6.2 são mostrados os resultados da análise de *SAFOP* realizada para a situação sem carregamentos, ou seja, o topo do *riser* flexível foi unicamente deslocado até um critério de projeto ser ultrapassado. A tabela inclui os *offsets* em cada direção onde algum critério de projeto foi violado, o valor atingido de Tração Máxima ou de Raio de Curvatura Mínimo, e a posição ao longo do *riser* (em relação ao topo) onde se apresentou a falha.

A simplicidade do modelo permite reduzir o número de análises já que o diagrama resultará simétrico em relação ao eixo longitudinal do *riser*. Ressalta-se que se os carregamentos fossem diferentes em cada direção a simplificação anterior não seria aplicável.

Foram, portanto, realizadas análises para os ângulos 0 até 90 graus e 270 até 345 graus.

Tabela 6.2 – Resultados do *SAFOP* para *riser* flexível 8”, sem carregamentos

<i>SAFOP – RISER FLEX. 8” – SEM CARREGAMENTOS</i>				
Ângulo (graus)	<i>Offset</i> (m)	Tr.Máx. (kN)	RCmín (m)	Posição (m) (desde o Topo)
0	650	1001.84		0.00
15	415	1001.70		0.00
30	295	1005.91		0.00
45	230	1004.96		0.00
60	195	1003.47		0.00
75	180	1008.81		0.00
90	175	1009.50		0.00
105	180	1008.81		0.00
120	195	1003.47		0.00
135	230	1004.96		0.00
150	295	1005.91		0.00
165	415	1001.70		0.00
180	650	1001.84		0.00
195	1000	972.08	80.92	0.00/1291.05
210	1000	714.45	117.76	0.00/1291.05
225	900		19.67	1291.05
240	420		19.98	1066.00
255	420		19.79	1022.00
270	325		19.41	1021.95
285	420		19.79	1022.00
300	420		19.98	1066.00
315	900		19.67	1291.05
330	1000	714.45	117.76	0.00/1291.05
345	1000	972.08	80.92	0.00/1291.05

Observa-se que nos ângulos 195, 210, 330 e 345 o deslocamento no topo do *riser* atingiu o *offset* estabelecido de 1000m (10%LDA) sem violar nenhum critério de projeto.

Nesta primeira etapa sem carregamentos, a influência do atrito axial e lateral do solo é relevante, sendo que, um atrito maior do que o considerado poderia causar a violação de algum critério em uma distância menor.

Recorda-se que neste modelo simplificado é considerado um fundo horizontal plano, e que numa análise de um sistema de *risers* é importante modelar a batimetria com as características reais do solo.

Na segunda etapa, é aplicado um perfil triangular de correnteza e os limites de passeios diminuem em relação aos da etapa anterior. As direções de correnteza atuantes para cada incremento angular foram escolhidas como explicado no passo 6) da seção 6.5. Na Tabela 6.3 mostram-se os resultados do *SAFOP* com correnteza e observa-se que as correntezas mais desfavoráveis são principalmente aquelas atuando na direção do eixo longitudinal do *riser*, ou seja, Norte e Sul. Só nos casos em que o topo do *riser* foi deslocado nos ângulos 0 e 180 graus, as direções de correnteza mais desfavoráveis foram “indo para” o Nordeste e Noroeste respectivamente.

Tabela 6.3 - Resultados do *SAFOP* para *riser* flexível 8", com Correnteza

<i>SAFOP – RISER FLEX. 8" – CORRENTEZA</i>					
Ângulo (graus)	Offset (m)	Corrent. (indo para)	Tr.Máx. (kN)	RCmín (m)	Posição (m) (desde o Topo)
0	625	SE	973.01		0.00
		E	991.59		
		NE	1000.13		
15	395	N	1001.40		0.00
		SE	965.56		
		E	987.31		
		NE	999.96		
30	280	N	1006.94		0.00
		SE	966.56		
		E	989.24		
45	215	NE	1004.69		0.00
		N	1001.07		
		E	980.96		
60	185	NE	998.09		0.00
		N	1006.53		
		NW	1001.02		
75	170	E	984.77		0.00
		NE	735.76		
		N	1009.50		
90	165	NW	1004.80		0.00
		E	986.65		
		NE	1005.75		
105	170	N	1009.76		0.00
		NW	1005.29		
		NE	1005.29		
120	185	N	1009.50		0.00
		NE	1004.80		
		W	986.65		
135	215	NW	1005.75		0.00
		N	1006.53		
		NE	1001.02		
150	280	W	984.77		0.00
		NW	735.76		
		N	1001.07		
165	395	W	980.96		0.00
		SW	998.09		
		N	1006.94		
180	625	SW	966.56		0.00
		W	989.24		
		NW	1004.69		
180	625	N	1001.40		0.00
		SW	965.56		
		W	987.31		
180	625	NW	999.96		0.00
		SW	973.01		
		W	991.59		
180	625	NW	1000.13		0.00

Continuação da Tabela 6.3

SAFOP – RISER FLEX. 8” – CORRENTEZA					
Ângulo (graus)	Offset (m)	Corrent. (indo para)	Tr.Máx. (kN)	RCmín (m)	Posição (m) (desde o Topo)
195	1000	S	953.36	74.58	0.00/1291.00
		SW	957.78	79.71	0.00/1291.00
		W	924.84	82.26	0.00/1291.00
		NW	995.98	82.62	0.00/1291.00
210	1000	S	787.27	46.89	0.00/1348.00
		SW	752.09	50.29	0.00/1414.00
		W	803.95	55.87	0.00/1291.00
		NW	801.84	59.36	0.00/1291.00
225	700	S		19.78	1220.50
		SW		22.82	1238.00
		W		26.69	1244.00
240	370	SE		22.49	1052.00
		S		19.84	1058.00
		SW		25.57	1067.00
		W		37.00	1074.00
255	300	SE		24.90	1030.50
		S		19.65	1167.53
		SW		33.15	1037.00
		W		37.09	1145.02
270	285	SW		24.97	1029.50
		S		19.31	1024.00
		SE		24.97	1029.50
285	300	SW		24.90	1030.50
		S		19.65	1167.53
		SE		33.15	1037.00
		E		37.09	1145.02
300	370	SW		22.49	1052.00
		S		19.84	1058.00
		SE		25.57	1067.00
		E		37.00	1074.00
315	700	S		19.78	1220.50
		SE		22.82	1238.00
		E		26.69	1244.00
330	1000	S	787.27	46.89	0.00/1348.00
		SE	752.09	50.29	0.00/1414.00
		E	803.95	55.87	0.00/1291.00
		NE	801.84	59.36	0.00/1291.00
345	1000	S	953.36	74.58	0.00/1291.00
		SE	957.78	79.71	0.00/1291.00
		E	924.84	82.26	0.00/1291.00
		NE	995.98	82.62	0.00/1291.00

Novamente não houve falha quando o topo do riser foi deslocado nas direções dos ângulos 195, 210, 330 e 345 graus.

Finalmente, na terceira etapa que considera a ação da correnteza e onda, foram realizadas análises dinâmicas no domínio do tempo com simulações de 500s para onda

regular com período de $T=12s$ e altura de $H=10m$. Cada análise dinâmica executada é precedida de uma análise estática com as características da realizada na etapa anterior.

Os movimentos que a plataforma transmite ao topo do *riser* são simulados com o cruzamento dos *RAOs* de movimento de um casco de uma plataforma semi-submersível e o espectro do mar, mas pelo fato do *riser* ser localizado neste estudo no centro da plataforma, os movimentos com maior influência sobre ele são na direção de *heave*.

As direções de correnteza utilizadas nesta etapa foram as mais críticas da etapa anterior para cada direção de *offset*. No referente às direções de atuação da onda para este modelo simplificado, foram escolhidas aquelas atuando no sentido do deslocamento do topo do *riser* que estiver sendo analisado, ou seja, das oito direções consideradas escolheu-se a mais próxima no sentido de deslocamento do topo do *riser* em cada incremento angular analisado.

Na Tabela 6.4 mostram-se os resultados dessa terceira etapa, onde foram encontrados os limites dos passeios antes de algum dos critérios de projeto ser violado em todas as direções. Nesta tabela incluem-se os *offsets* para cada direção e o valor do critério de projeto no limite de ser violado, além disso, a posição ao longo do *riser* em relação ao topo onde se apresentou a falha.

Tabela 6.4 - Resultados do *SAFOP* para *riser* flexível 8", com Correnteza e Onda

<i>SAFOP – RISER FLEX. 8" – CORRENTEZA+ONDA</i>						
Ângulo (graus)	<i>Offset</i> (m)	Corrent. (indo para)	Onda (vindo de)	Tr.Máx. (kN)	RCmín (m)	Posição (m) (desde o Topo)
0	370	NE	W	996.75		0.00
15	200	N	W	995.74		0.00
30	115	N	SW	995.55		0.00
45	85	N	SW	995.49		0.00
60	70	N	SW	993.23		0.00
75	55	N	S	999.41		0.00
90	50	N	S	992.77		0.00
105	55	N	S	999.41		0.00
120	70	N	SE	993.23		0.00
135	85	N	SE	995.49		0.00
150	115	N	SE	995.55		0.00
165	200	N	E	995.74		0.00
180	370	NW	E	996.75		0.00
195	670	NW	E		83.22	0.00
210	1000	S	NE		60.06	0.00/1583.00
225	675	S	NE		22.97	1693.00
240	320	S	NE		20.56	1873.50
255	200	S	N		20.31	1857.50
270	180	S	N		20.83	1852.50
285	200	S	N		20.31	1857.50
300	320	S	NW		20.56	1873.50
315	675	S	NW		22.97	1693.00
330	1000	S	NW	956.49	60.06	0.00/1583.00
345	670	NE	W	985.09		0.00

Com a redução dos *offsets* obtidos em relação às etapas anteriores verificou-se a relevância dos efeitos das ondas na determinação da zona segura de operação.

A seguir, apresentam-se na Figura 6.9 as curvas de *SAFOP* formadas pelos limites encontrados nas três etapas de análise realizadas. O gráfico é uma vista superior que inclui a representação do *riser*, e para identificar a complacência do topo dele nas diferentes direções dentro da zona segura de operação, são também mostradas linhas que indicam as direções *Far*, *Near*, *Cross* e *Quartering*.

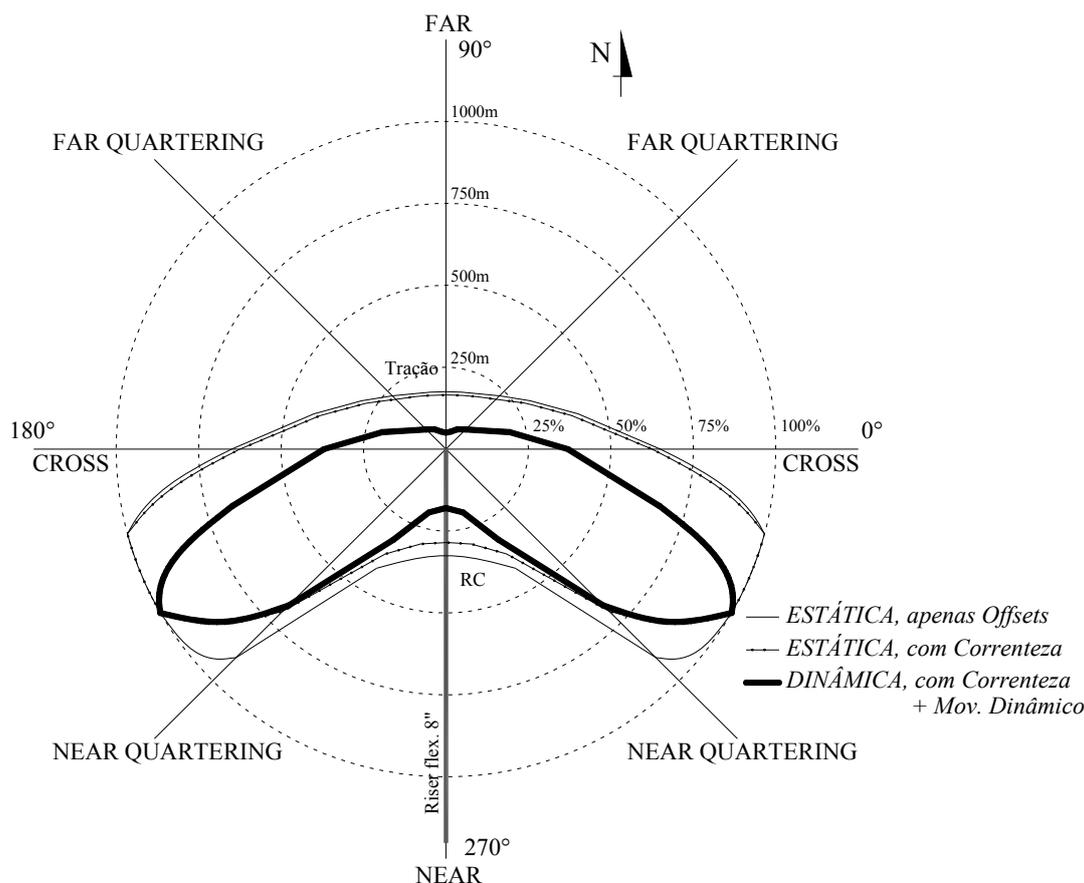


Figura 6.10 – Influência dos carregamentos no *SAFOP* para *riser* flexível de 8'' diâm.

Quando o topo do *riser* se desloca no sentido *Far*, a falha é por Tração e quando se desloca em *Near* a falha é por Raio de Curvatura. Nas direções *Near Quartering* o *riser* apresenta a maior complacência, sendo que em algumas posições do topo dele não houve falha no *offset* total analisado (100%LDA).

Considera-se a área dentro da curva obtida com a atuação de correnteza e onda, como a zona em que o *riser* opera de forma segura sob os critérios de projeto avaliados.

6.8.2 Caso 2 – Dois *risers*

A zona de segurança operacional para um grupo de *risers* pode ser estabelecida superpondo os diagramas *SAFOP* de cada *riser*, portanto os diferentes diagramas vão truncando a área segura. Por exemplo, se se adicionasse mais um *riser* com as mesmas características e sob as mesmas condições ambientais no sistema avaliado na seção anterior (Vide Figura 6.9), a área segura mudará dependendo da posição do novo *riser*. A Figura 6.10 ilustra o truncamento da área segura de operação quando o novo *riser* é colocado no sistema com um azimute de 90 graus.

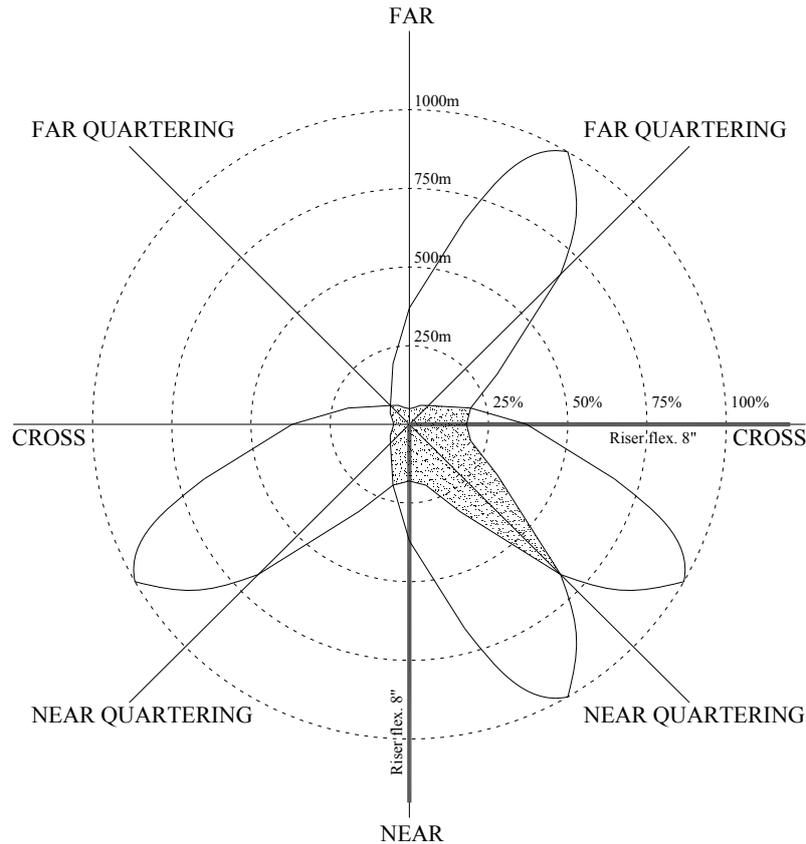


Figura 6.11 – Superposição de diagramas de *SAFOP* de dois *risers*

A área do *SAFOP* é menor devido às restrições que cada *riser* impõe. As diversas configurações e características dos *risers* que na realidade são projetadas na indústria, e as diferentes condições ambientais de cada zona, expõem a necessidade de estabelecer a área segura em cada projeto.

Para sistemas mais complexos, as interferências (*riser-riser*, *riser-UF* e *riser-equipamento submarino*) devem ser verificadas analisando o sistema completo de *risers*. A partir do diagrama obtido, resultado da superposição dos *SAFOPs* de cada *riser*, o topo do sistema de *risers* é deslocado até os limites e aplicando os correspondentes carregamentos ambientais. No caso de se apresentar alguma interferência, a área segura diminuirá considerando a posição do topo dos *risers* onde se deixa de apresentar essa falha.

A ferramenta computacional utilizada neste trabalho, SITUA-Prosim [6], permite considerar o sistema completo de *risers* na determinação da Zona de Segurança Operacional, evitando superpor os diagramas de cada *riser*, e a posterior avaliação das interferências.

6.8.3 Caso 3 – Conjunto de *risers*

A seguir mostram-se diagramas de *SAFOP* realizados para diferentes arranjos de *risers* (Figura 6.11 até 6.17). Com o intuito de identificar os diagramas que se formam, os grupos de *risers* são conformados pelo mesmo *riser* flexível de 8” de diâmetro, e a avaliação é realizada sob os mesmos critérios de projeto: Tração Máxima = 1000kN; e Raio de Curvatura Mínimo = 20m.

Neste caso, onde o objetivo é mostrar *SAFOPs* para diferentes arranjos de *risers*, os diagramas foram construídos a partir de cálculos analíticos com a equação da catenária sem considerar carregamentos ambientais.

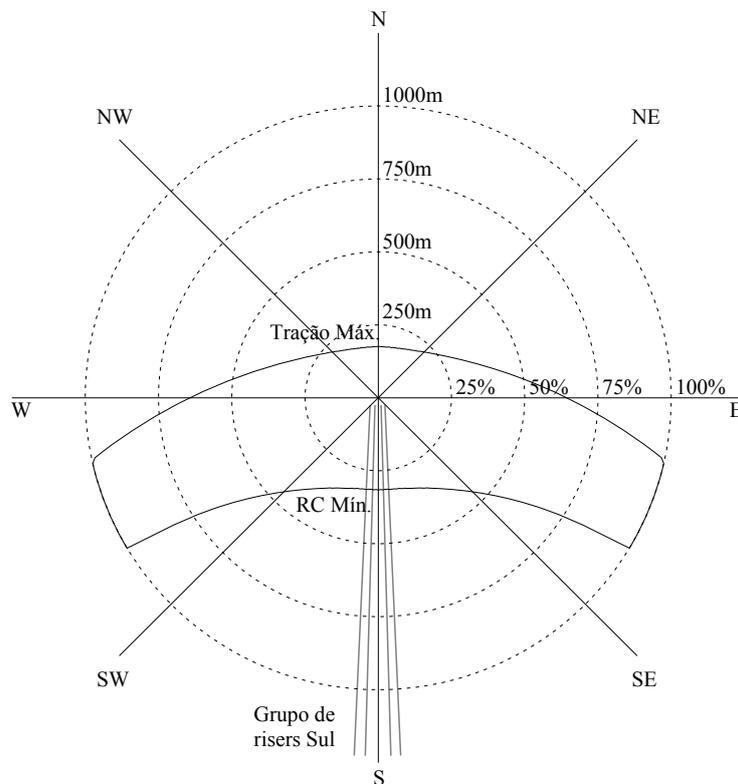


Figura 6.12 – Grupo de quatro *risers* na zona Sul (S)

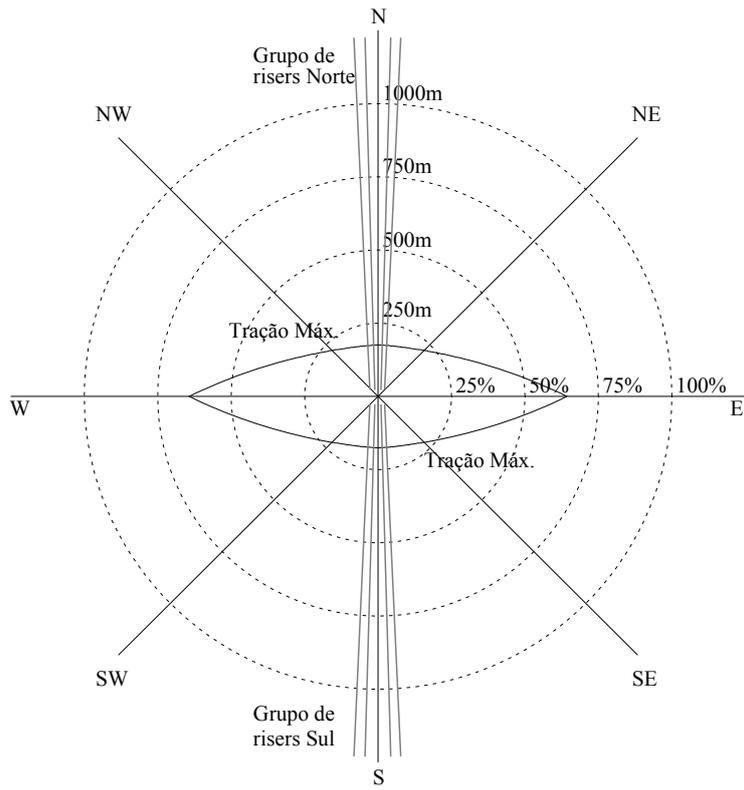


Figura 6.13 – Dois grupos de *risers*, zona Norte (N) e Sul (S)

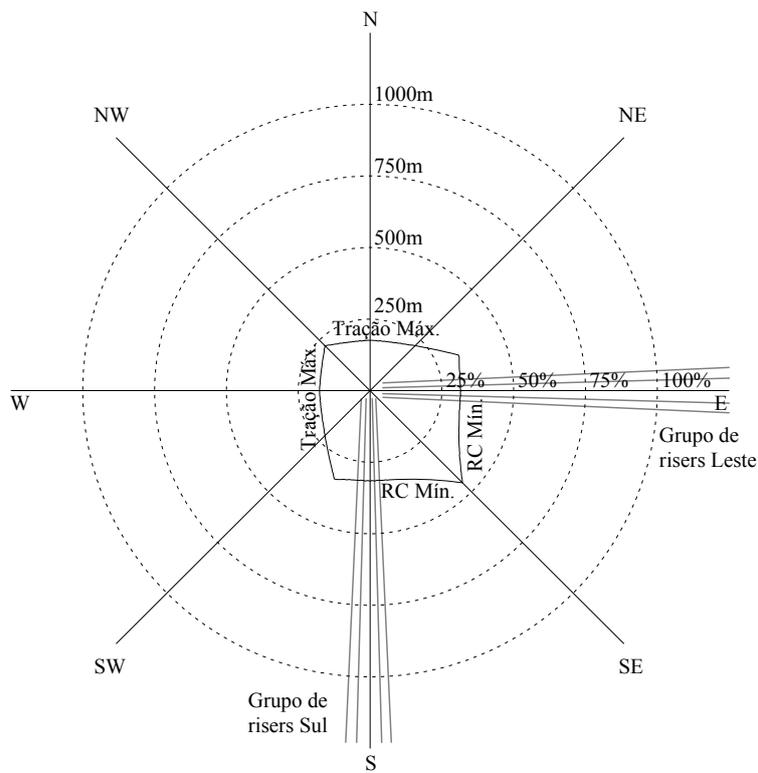


Figura 6.14 – Dois grupos de *risers*, zona Leste (E) e Sul (S)

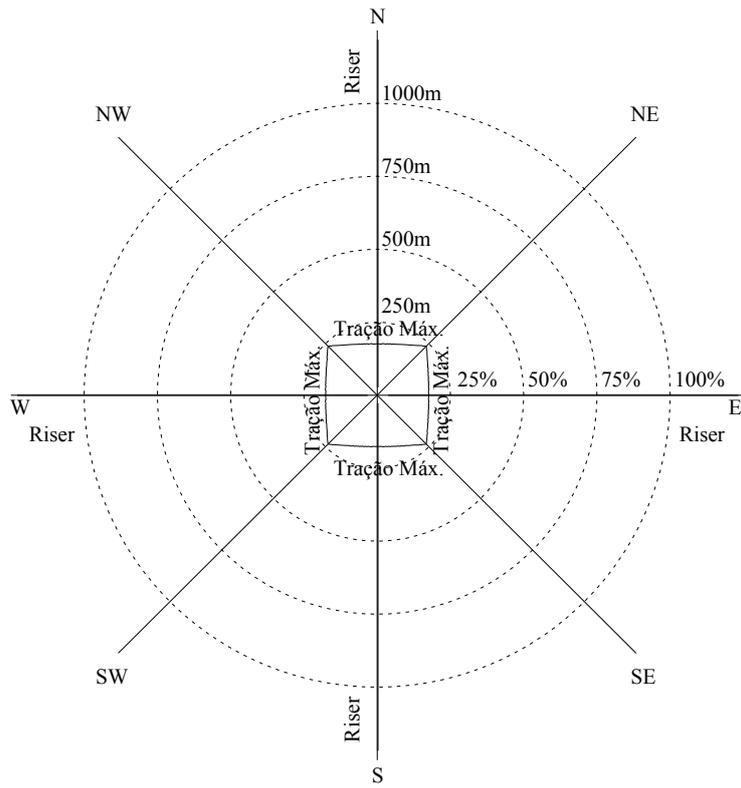


Figura 6.15 – Quatro *risers*, zona Norte (N), Sul (S), Leste (E) e Oeste (W)

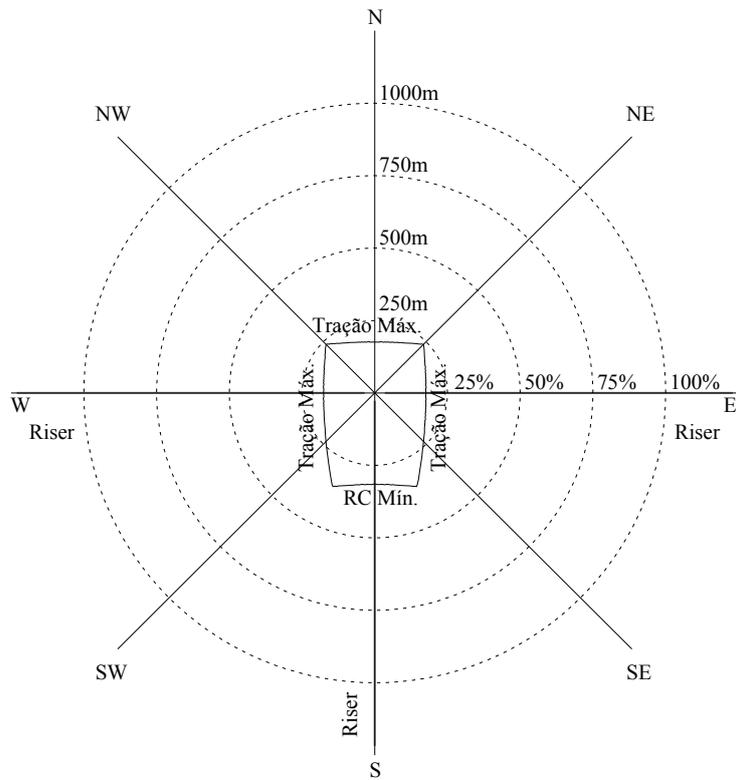


Figura 6.16 – Três *risers*, zona Sul (S), Leste (E) e Oeste (W)

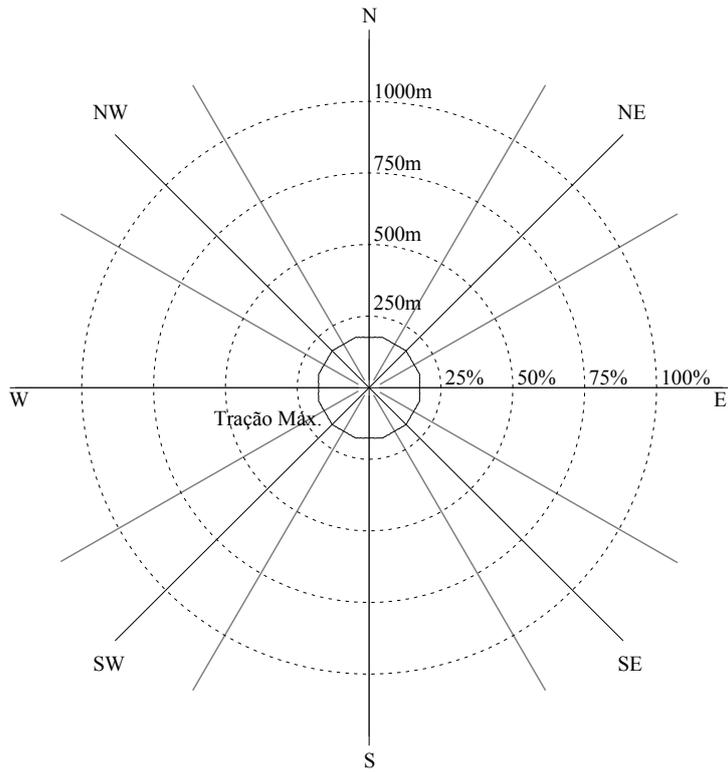


Figura 6.17 – *Risers* em todas as direções

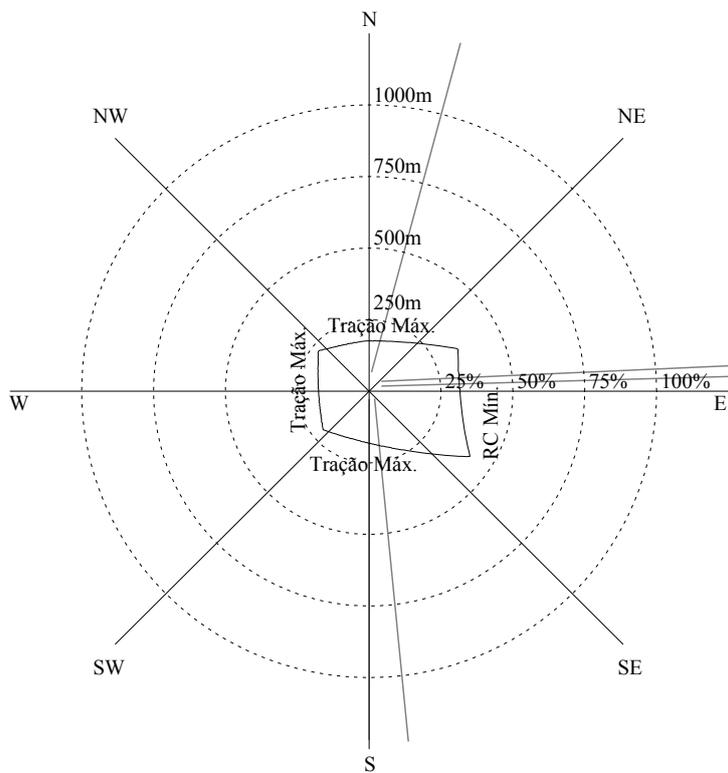


Figura 6.18 – Grupo de *risers* com arranjo “desordenado”

As diferentes posições dos *risers* fazem com que a zona de operação segura do conjunto mude.

Recorda-se que os exemplos anteriores (Figura 6.11 até 6.17) são mostrados para reforçar a explicação do conceito do *SAFOP*.

6.8.4 Caso 4 - Plataforma semi-submersível

Nesta seção são gerados diagramas de *SAFOP* para o sistema de *risers* e umbilicais de uma plataforma semi-submersível localizada em uma lâmina d'água de 1000m. O sistema inclui 41 *risers* flexíveis, 1 *SCR* e 18 umbilicais.

As análises são realizadas para condições ambientais moderadas e extremas, gerando três curvas como resultado final.

Os critérios de projeto considerados neste estudo são:

- 1) Para *risers* flexíveis e umbilicais: **Tração máxima e Raio de curvatura mínimo.**
- 2) Para *SCR*: **Tração máxima, Compressão e Tensão de Von Mises.**

O modelo numérico construído para realizar o estudo do *SAFOP* será utilizado também no estudo de caso do Capítulo 7. Por esta razão foram incluídos no modelo, além dos *risers*, o casco e as linhas de ancoragem (neste caso desativadas).

Como mencionado anteriormente, os movimentos que o casco transmite ao topo dos *risers* são calculados pelo cruzamentos dos *RAOs* da semi-submersível e o espectro de mar correspondente da zona considerada.

• Descrição do modelo

O modelo do programa SITUA-Prosim [6] tem as seguintes características:

A plataforma semi-submersível é projetada numa lâmina de água (LDA) de 1000m. De acordo com a LDA foi proposto para este trabalho a seguinte localização da plataforma na Bacia de Campos:

$$E = 400,000.0m \quad N = 7,500,000.0m$$

Adverte-se que, de acordo com a especificação ET-3000.00-1000-941-PPC-001, Revisão B de 17/03/2005 [17], serão determinadas as correspondentes condições ambientais dessa zona, as quais estão implícitas no programa SITUA-Prosim, mas devido a que são dados sigilosos da Petrobras, no presente trabalho não são mostrados.

Para o leitor ter uma idéia da ordem de grandeza das condições ambientais, unicamente são incluídos dados gerais que não violam o sigilo da Petrobras.

Como mencionado, o modelo numérico será utilizado também no estudo de caso do Capítulo 7, portanto, nesta seção será incluída a descrição do modelo do casco da plataforma semi-submersível.

O sistema de referência do casco é mostrado na Figura 6.18. O eixo estrutural Z da plataforma é vertical, com sentido positivo para cima, e com origem na base dos *pontoons* e passando pelo centro de gravidade (CG) do casco. Os eixos estruturais X e Y formam o plano horizontal. O eixo X tem sentido positivo da popa para a proa e o eixo Y de boreste (lado à direita do casco olhando de popa a proa) a bombordo.

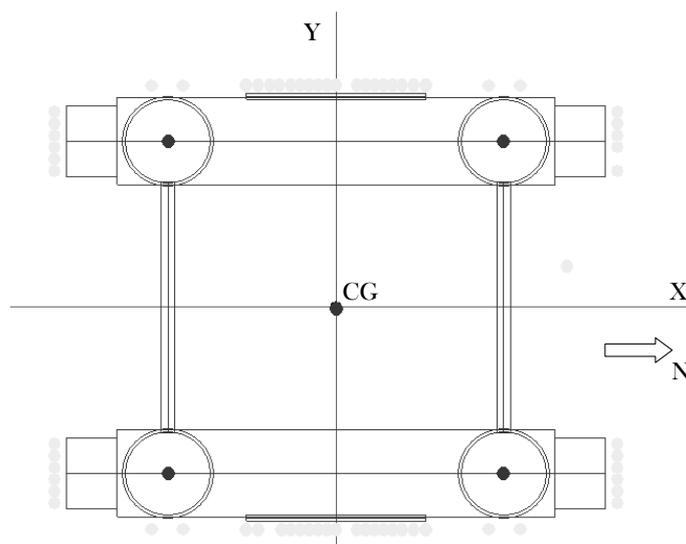


Figura 6.19 – Sistema de referência do casco

A seguir, apresentam-se algumas características geométricas do casco na Tabela 6.5, e a Matriz de raios de giração na Tabela 6.6.

Tabela 6.5 – Características geométricas e peso do casco

Comprimento total (m)	90.000
Dist. transversal entre centro de colunas (m)	56.000
Boca total (m)	65.115
<i>Pontoons</i> (Compr.xDiâm.Vert.xDiâm.Transv.) (m)	(73x9.115x20.14)
Diâm. dos <i>bracings</i> (m)	2.286
Aproamento (graus)	0
Calado de projeto (m)	23.100
CG (X,Y,Z) (m)	(0,0,19.3)
Peso total (kN)	324989.1

Tabela 6.6 – Matriz de raios de giração para o calado de projeto

	1	2	3
1	22.70	-9.25	-7.00
2	-9.25	21.90	6.35
3	-7.00	6.35	23.00

O fundo marinho é plano e possui as seguintes características:

Rigidez vertical = 100 kN/m/m

Coefficiente de atrito axial = 0.3

Coefficiente de atrito transversal = 0.5

• **Descrição do sistema de *risers* e umbilicais**

O sistema compreende 41 *risers* flexíveis, 1 *SCR* e 18 umbilicais. Todos eles modelados com elementos finitos de pórtico.

As principais características são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 6.7 – Características dos risers e umbilicais

Riser/ umbilical	Nome (serviço- diâm.)	Localização	Conexão no topo, m (coord. locais)			Azimute	Âng. de topo	Material (*)
			X	Y	Z			
L-1	PO-1_4in	PROA	47.0	31.0	10.6	340	7	M-4
L-2	IA-2_4-5in	PROA	38.5	7.0	37.1	357	7	M-6
L-3	GA/EXP_8in	PROA	47.0	-23.0	10.6	5	7	M-2
L-4	AN-1_3in	PROA	47.0	-27.0	10.6	11	7	M-1
L-5	AN-3_3in	BORESTE	15.0	-37.5	10.6	72	7	M-1
L-6	AN-5_3in	BORESTE	6.5	-37.5	10.6	85	7	M-1
L-7	AN-7_3in	BORESTE	-6.0	-37.5	10.6	102	7	M-5
L-8	AN-8_3in	BORESTE	-9.0	-37.5	10.6	107	7	M-5
L-9	IA-10_4-5in	POPA	-47.0	33.0	10.6	203	7	M-4
L-10	PO-6_4-5in	POPA	-47.0	29.0	10.6	191	5	M-4
L-11	AN-11_3in	POPA	-47.0	23.0	10.6	181	7	M-1
L-12	AN-10_3in	POPA	-47.0	-25.0	10.6	165	7	M-1
L-13	PO-5_4-5in	POPA	-47.0	-31.0	10.6	155	7	M-4
L-14	SCR_GA/EXP_10in	POPA	-39.3	6.0	37.1	170	20.5	M-10
L-15	IA-13_4in	BOMBORDO	15.0	37.5	10.6	307	7	M-8
L-16	PO-12_4-5in	BOMBORDO	8.0	37.5	10.6	289	5	M-4
L-17	O/MIS_11in	BOMBORDO	0.0	37.5	10.6	278	7	M-3
L-18	GA/MIS-9in	BOMBORDO	-3.0	37.5	10.6	273	7	M-7
L-19	IA-1_4in	PROA	47.0	23.0	10.6	355	7	M-8
L-20	AN-2_3in	PROA	47.0	-29.0	10.6	14	7	M-1
L-21	PO-2_4in	PROA	47.0	-31.0	10.6	16	7	M-4
L-22	IA-3_4in	PROA	47.0	-33.0	10.6	20	7	M-8
L-23	PO-3_4in	BORESTE	13.0	-37.5	10.6	75	7	M-4
L-24	AN-4_3in	BORESTE	8.0	-37.5	10.6	82	7	M-1
L-25	IA-4_4-5in	BORESTE	5.0	-37.5	10.6	87	7	M-6
L-26	AN-6_3in	BORESTE	3.5	-37.5	10.6	91	7	M-1
L-27	IA-5_4in	BORESTE	-1.5	-37.5	10.6	94	7	M-8
L-28	IA-6_4in	BORESTE	-3.0	-37.5	10.6	97	7	M-8
L-29	IA-7_4-5in	BORESTE	-7.5	-37.5	10.6	104	7	M-6
L-30	IA-8_4in	BORESTE	-13.0	-37.5	10.6	109	7	M-8
L-31	PO-4_4in	POPA	-47.0	-33.0	10.6	150	7	M-4
L-32	AN-9_3in	POPA	-47.0	-29.0	10.6	160	7	M-5
L-33	IA-9_4in	POPA	-47.0	-27.0	10.6	163	7	M-8
L-34	PO-7_4in	POPA	-47.0	25.0	10.6	184	7	M-4
L-35	PO-6_4-5in	BOMBORDO	-13.0	37.5	10.6	257	5	M-4
L-36	AN-12_3in	BOMBORDO	-11.0	37.5	10.6	259	7	M-1
L-37	IA-11_4-5in	BOMBORDO	-9.5	37.5	10.6	261	7	M-4
L-38	IA-12_4in	BOMBORDO	-7.5	37.5	10.6	263	7	M-8
L-39	PO-9_4in	BOMBORDO	-6.0	37.5	10.6	265	7	M-4

Continuação da Tabela 6.7

Riser/ umbilical	Nome (serviço- diâm.)	Localização	Conexão no topo, m (coord. locais)			Azimute	Âng. de topo	Material (*)
			x	y	z			
L-40	PO-10_4in	BOMBORDO	-4.5	37.5	10.6	267	7	M-4
L-41	PO-11_4in	BOMBORDO	6.5	37.5	10.6	285	7	M-4
L-42	AN-13_3in	BOMBORDO	9.5	37.5	10.6	292	7	M-1
L-43	UMB-1_2-5in	PROA	47.0	33.0	10.6	335	7.8	M-9
L-44	UMB-2_2-5in	PROA	47.0	29.0	10.6	345	7.8	M-9
L-45	UMB-3_2-5in	PROA	47.0	27.0	10.6	347	7	M-9
L-46	UMB-4_3in	PROA	47.0	-25.0	10.6	7	7	M-1
L-47	UMB-5_3in	BORESTE	11.0	-37.5	10.6	77	7	M-1
L-48	UMB-6_2-5in	BORESTE	9.5	-37.5	10.6	79	7.8	M-9
L-49	UMB-7_2-5in	BORESTE	0.0	-37.5	10.6	92	7	M-9
L-50	UMB-8_3in	BORESTE	-4.5	-37.5	10.6	99	7	M-1
L-51	UMB-9_3in	BORESTE	-15.0	-37.5	10.6	112	7	M-1
L-52	UMB-10_3in	POPA	-47.0	-23.0	10.6	170	7	M-1
L-53	UMB-11_3in	POPA	-47.0	31.0	10.6	199	7	M-1
L-54	UMB-12_3in	POPA	-47.0	27.0	10.6	187	7	M-1
L-55	UMB-13_2-5in	BOMBORDO	-15.0	37.5	10.6	255	7.8	M-9
L-56	UMB-14_3in	BOMBORDO	-1.5	37.5	10.6	275	7	M-1
L-57	UMB-15_3in	BOMBORDO	3.5	37.5	10.6	280	6	M-1
L-58	UMB-16_3in	BOMBORDO	5.0	37.5	10.6	282	7	M-1
L-59	UMB-17_3in	BOMBORDO	11.0	37.5	10.6	296	7	M-1
L-60	UMB-18_3in	BOMBORDO	13.0	37.5	10.6	300	7	M-1

(*) Ver Tabelas 6.8 e 6.9

Tabela 6.8 – Propriedades dos materiais dos risers flexíveis e umbilicais

Nome	Diâm. Ext. (m)	Diâm. Int. (m)	EA (kN)	EI (kN*m ²)	Peso Ar (kN/m)	Peso Água (kN/m)	Tração Máx. (kN)	R.Cur. Mín. (m)
M-1	0.1159	0.0625	90911	1.74	0.3	0.2	870	5
M-2	0.2825	0.2032	312500	23.42	1.1	0.5	1000	8
M-3	0.4043	0.2809	909090	220.43	2.3	1.0	7500	5
M-4	0.1550	0.1016	131579	4.78	0.4	0.2	1260	5
M-5	0.1159	0.0625	90909	1.74	0.3	0.2	870	5
M-6	0.2027	0.1016	217391	39.24	0.5	0.2	2200	10
M-7	0.3240	0.2337	416666	57.4	1.4	0.5	4100	10
M-8	0.1521	0.1016	125000	5.51	0.3	0.1	1220	5
M-9	0.1268	0.0370	350000	2.63	0.3	0.2	2430	10

Tabela 6.9 – Propriedades do material do SCR

Nome	Diâm. Ext. (m)	Diâm. Int. (m)	Poisson	E (kN/m ²)	Tens.Esc. (kN/m ²)	Peso esp. (kN/m ³)	Peso Flut. (kN/m)	Tração Máx. (kN)	Von Mises (kN/m ²)
M-10	0.27305	0.2318	0.3	207084438	345000	77	0.0222	2300	230000 276000

Os coeficientes hidrodinâmicos da fórmula de Morison são considerados iguais para todas as linhas: CM=2, CD=1.2 e CA=1.

Observa-se que nas Tabelas 6.8 e 6.9 estão incluídos os critérios de projeto para *risers* flexíveis (Tração máxima e Raio de curvatura mínimo) e para o *SCR* (Tração máxima e Tensão de Von Mises admissível) respectivamente.

A Tabela 6.9 inclui dois valores para a Tensão de Von Mises, o primeiro para usar quando no estudo do *SAFOP* são consideradas condições ambientais moderadas, e o segundo para condições ambientais extremas. De acordo com o estabelecido na seção 6.4 esses valores são calculados da seguinte forma:

$$0.667\sigma_y = 230000 \text{ kN/m}^2$$

$$0.8\sigma_y = 276000 \text{ kN/m}^2$$

Onde σ_y é a tensão de escoamento do aço (345000 kN/m²).

No topo do *SCR* foi modelada uma *Stress Joint*. Na Tabela 6.10 a seguir são mostradas as propriedades dessa junta.

Tabela 6.10 – Propriedades da *Stress Joint*

<i>STRESS JOINT</i>	
Diâm. Ext. inicial (m)	0.27305
Diâm. Ext. final (no topo) (m)	0.65000
Diâm. Interno (m)	0.23180
Comprimento (m)	1.00
Poisson	0.30
Modulo de elast. (kN/m ²)	207084438
Tensão de escoam. (kN/m ²)	345000
Peso específico (kN/m ³)	77
Tr.Ax.Máx.(kN)	2300
Von Mises (kN/m ²)	230000
	276000

A Figura 6.19 ilustra o modelo numérico no programa SITUA-Proxim.

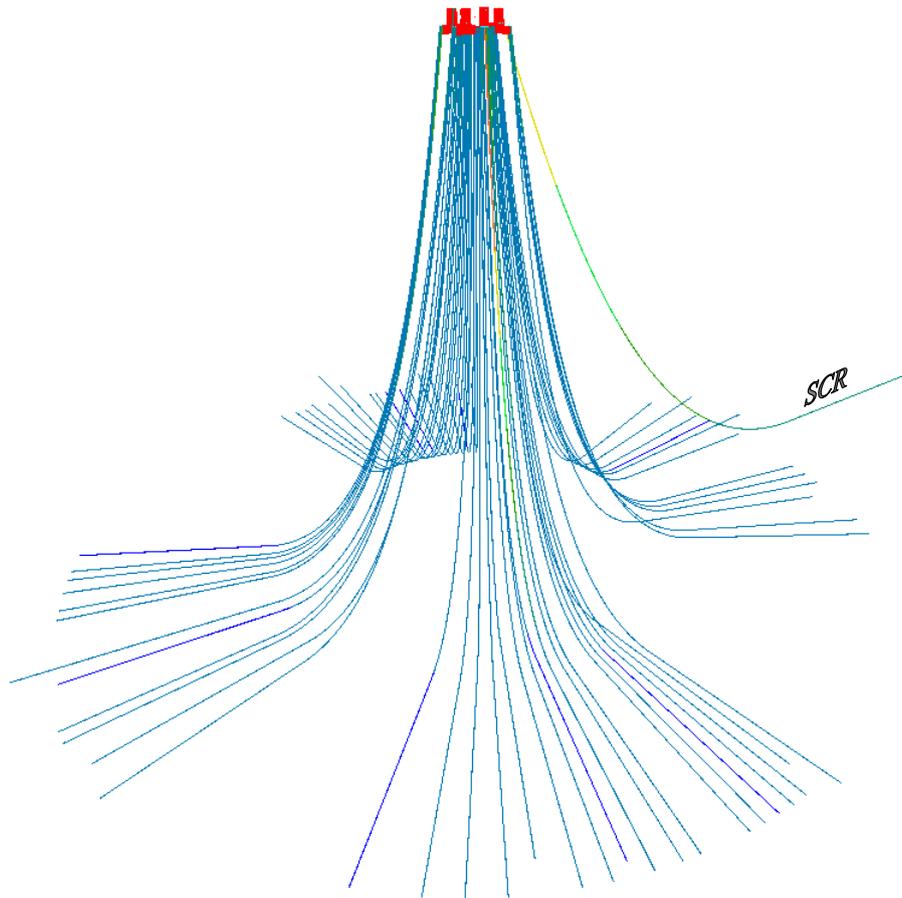


Figura 6.20 – Modelo numérico para o *SAFOP*

A Figura 6.20 ilustra o modelo em uma vista superior indicando o Norte. As curvas de *SAFOP* são desenhadas em vista superior para indicar a zona segura de operação dos *risers*.

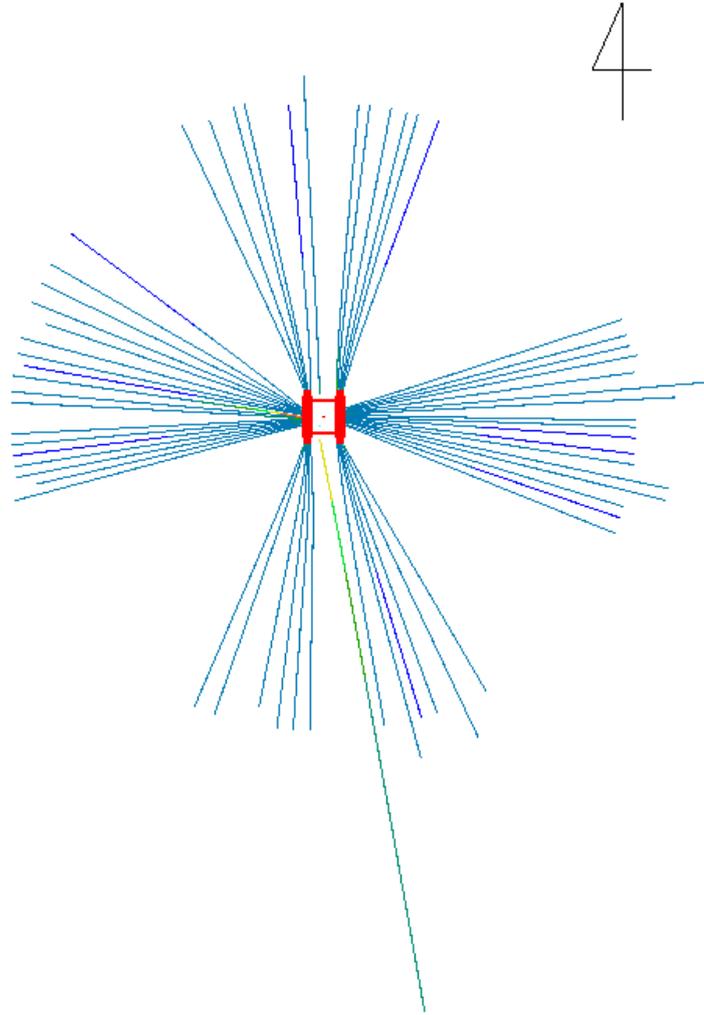


Figura 6.21 – Vista superior do modelo

- **Carregamentos ambientais**

A localização escolhida para a plataforma é:

$E = 400,000.0m$ $N = 7,500,000.0m$

Esta zona corresponde à Região Central Intermédia definida na especificação da Petrobras ET-3000.00-1000-941-PPC-001, Revisão B de 17/03/2005 [17].

Os carregamentos ambientais considerados no *SAFOP* são correnteza e onda (em oito direções).

Os perfis de correnteza são aproximadamente triangulares. As velocidades superficiais são: entre 1.0 e 1.6m/s para correntezas anuais; entre 1.1 e 1.6m/s para correntezas decenárias; e entre 1.3 e 2.0m/s para correntezas centenárias.

As correntezas “indo para” o Sudeste, Sul e Sudoeste apresentam maior ordem de grandeza.

A energia das ondas é representada pelo espectro JONSWAP ajustado para a Baía de Campos (vide seção 3.2.4).

As ondas que representam o mar irregular com período de retorno anual apresentam Alturas Significativas (Hs) entre 3.0 e 6.0m e Períodos dos Picos (Tp) entre 8.0 e 13.0s; as ondas decenárias apresentam Hs entre 3.5 e 7.0m e Tp entre 8.0 e 15.0s; e as ondas centenárias apresentam Hs entre 4.0 e 8.0m e Tp entre 8.5 e 15.5s.

As direções das ondas dominantes por sua ordem de grandeza são “vindo de” Sul e Sudoeste.

• **Combinações de carga**

São geradas três curvas de *SAFOP*, cada uma delas para as seguintes combinações de carga:

- Condições moderadas
 - 1) Combinação Anual: Correnteza anual + Onda anual.
- Condições extremas
 - 2) Combinação Extrema 1: Correnteza decenária + Onda centenária
 - 3) Combinação Extrema 2: Correnteza centenária + Onda decenária

A Tabela 6.15 mostra as combinações de carga correspondentes a oito direções.

Tabela 6.11 – Combinações de carga

Comb. Anual		Comb. Extrema 1		Comb. Extrema 2	
Correnteza anual (indo para)	Onda anual (vindo de)	Correnteza decenária (indo para)	Onda centenária (vindo de)	Correnteza centenária (indo para)	Onda decenária (vindo de)
C1 (N)	O1 (S)	C9 (N)	O17 (S)	C17 (N)	O9 (S)
C2 (NE)	O2 (SW)	C10 (NE)	O18 (SW)	C18 (NE)	O10 (SW)
C3 (E)	O3 (W)	C11 (E)	O19 (W)	C19 (E)	O11 (W)
C4 (SE)	O4 (NW)	C12 (SE)	O20 (NW)	C20 (SE)	O12 (NW)
C5 (S)	O5 (N)	C13 (S)	O21 (N)	C21 (S)	O13 (N)
C6 (SW)	O6 (NE)	C14 (SW)	O22 (NE)	C22 (SW)	O14 (NE)
C7 (W)	O7 (E)	C15 (W)	O23 (E)	C23 (W)	O15 (E)
C8 (NW)	O8 (SE)	C16 (NW)	O24 (SE)	C24 (NW)	O16 (SE)

Este estudo de *SAFOP* é realizado, portanto, com combinações de correnteza e onda alinhadas.

• **Análises**

Análise estática. Para cada análise estática é definido um *offset* que é aplicado gradualmente em passos de 5m, e uma correnteza que também é aplicada gradualmente.

Análise dinâmica. Cada análise dinâmica é precedida de uma estática. São aplicadas as cargas devido à correnteza e os movimentos de primeira ordem do casco devido à ação das ondas.

Os movimentos que o casco transmite ao topo das linhas são calculados pelo cruzamento entre os *RAOs* (*Response Amplitude Operators*) da semi-submersível e os espectros de energia de onda da zona. Para este estudo de caso, os *RAOs* foram adaptados a partir de *RAOs* já calculados para várias plataformas semi-submersíveis existentes.

O tempo de cada simulação dinâmica aleatória foi estabelecido de 500s, o qual foi suficiente para atingir estabilidade estatística. É empregado um intervalo de 0.1s para o procedimento de integração no tempo.

• **Diagrama de SAFOP**

Na etapa inicial de geração do *SAFOP* são realizadas análises estáticas com deslocamentos prescritos (*offsets*) no topo das linhas e com aplicação de correnteza.

As análises são realizadas para varias direções, neste caso, com incremento angular de 30 em 30 graus, o que permite uma boa definição da curva que envolve a zona segura de operação dos *risers*.

O deslocamento prescrito para cada direção é de 40% da LDA (400m), distância suficiente para sair da zona segura de operação dos *risers*.

O programa SITUA-Prosim [6] realiza a análise estática na primeira direção de *offset* e identifica quando algum critério de projeto é violado, imediatamente, a análise é interrompida, procedendo da mesma maneira na seguinte direção de *offset*.

O ângulo 0 (zero), que é a primeira direção de *offset* a analisar, está alinhado com o Leste. Os posteriores incrementos angulares são realizados em sentido em contra do relógio.

Desta forma, identifica-se para cada direção o *offset*, o valor do critério e a linha (*riser* ou umbilical) que teve a falha. Observa-se que estes valores não são propriamente um *SAFOP*, devido a que o conceito do *SAFOP* consiste em definir os limites da área segura de operação dos *risers* e não onde os critérios são violados.

Portanto, a partir dos valores obtidos na primeira etapa se procede à procura do ponto onde os critérios de projeto deixam de ser violados.

Nesta segunda etapa são disparadas as análises dinâmicas. O novo *offset* é o equivalente a um passo a menos daquele onde o critério de projeto foi violado na etapa anterior. Caso algum critério de projeto continuar sendo violado é realizada uma nova análise dinâmica com um *offset* menor, e assim por diante até encontrar o ponto onde nenhum critério seja violado na direção que está sendo estudada.

As seqüências de análises dinâmicas são executadas por separado para cada direção. Isto significa que é gerado um arquivo para cada direção para proceder em cada um deles à busca do *offset* onde os critérios deixam de ser violados.

Para cada combinação de carga é obtida portanto, uma curva que define a área de operação segura do conjunto de *risers* e umbilicais.

No diagrama a seguir são mostradas as curvas de *SAFOP* correspondentes às três combinações de carga consideradas.

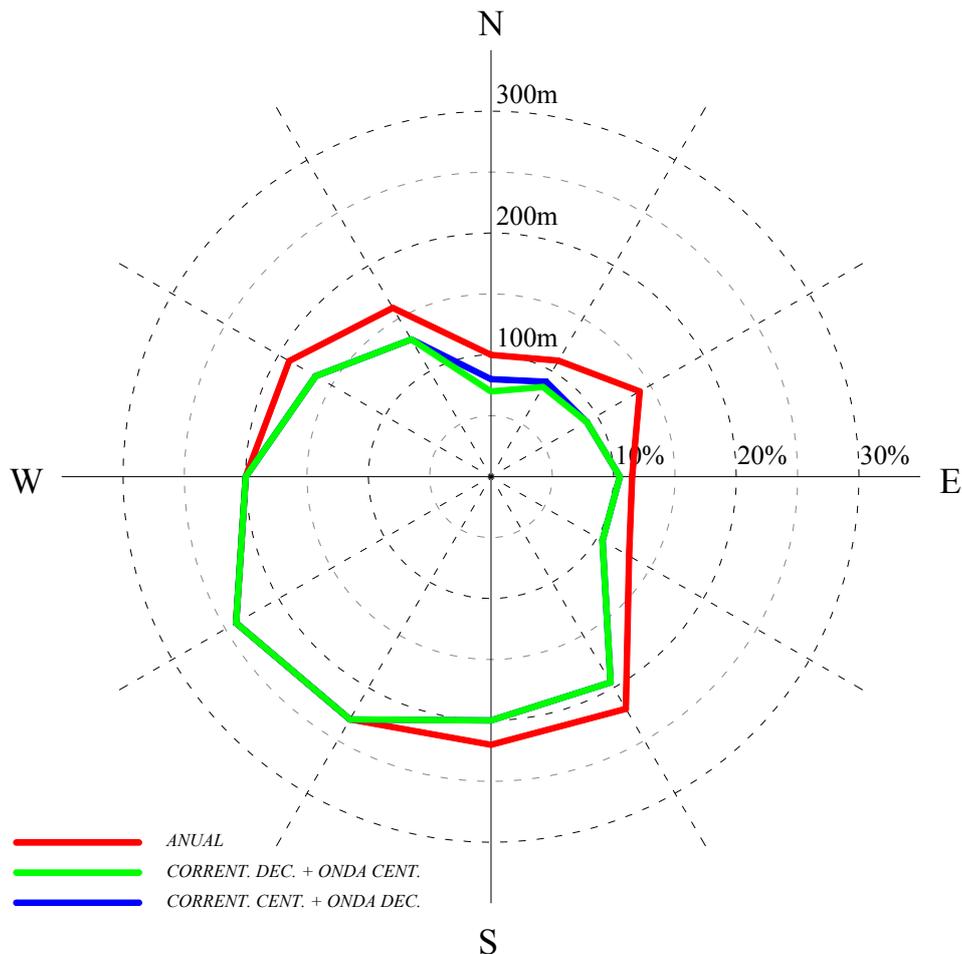


Figura 6.22 – *SAFOPs* do conjunto de *risers*

As tabelas a seguir complementam a informação do diagrama de *SAFOP*. Nelas são indicados os *offsets* em cada direção, onde os critérios de projeto deixam de ser violados. Para complementar a informação são também mostrados os critérios que foram violados na análise anterior, seu valor, o valor violado, e a linha em que se apresentou a falha.

No final da tabela está incluída a localização da linha na plataforma, isto permite constatar a concordância da falha com a direção de *offset*. Por exemplo, na Tabela 6.16, quando a direção do *offset* é no sentido Leste (0 graus) a falha por raio de curvatura se apresentou na linha 48, que é um umbilical localizado no boreste do casco.

Tabela 6.12 – *SAFOP* para condições ambientais moderadas

<i>SAFOP</i> - Combinação ANUAL							
Ângulo (graus)	<i>Offset</i> (m)	Critério violado um passo a mais	Valor	Valor violado	Linha	Nome	Localização
0	115	RC (m)	3.03	10	L-48	UMB-6_2-5in	BORESTE
30	140	RC (m)	9.30	10	L-49	UMB-7_2-5in	BORESTE
60	110	RC (m)	4.75	5	L-27	IA-5_4in	BORESTE
90	100	RC (m)	4.11	5	L-4	AN-1_3in	PROA
120	160	RC (m)	7.68	10	L-44	UMB-2_2-5in	PROA
150	190	VM (kN/m ²)	230070	230000	L-14	SCR_GA/EXP_10in	POPA
180	200	RC (m)	4.98	5	L-16	PO-12_4-5in	BOMBORDO
210	240	RC (m)	4.63	5	L-36	AN-12_3in	BOMBORDO
240	230	RC (m)	4.49	5	L-10	PO-6_4-5in	POPA
270	220	RC (m)	4.83	5	L-32	AN-9_3in	POPA
300	220	RC (m)	3.85	5	L-31	PO-4_4in	POPA
330	130	RC (m)	4.35	5	L-28	IA-6_4in	BORESTE

Tabela 6.13 – *SAFOP* para condições ambientais extremas CD+OC

<i>SAFOP</i> - Combinação EXTREMA 1 (Correnteza Dec. + Onda Cent.)							
Ângulo (graus)	<i>Offset</i> (m)	Critério violado um passo a mais	Valor	Valor violado	Linha	Nome	Localização
0	105	RC (m)	2.45	5	L-5	AN-3_3in	BORESTE
30	90	RC (m)	9.97	10	L-48	UMB-6_2-5in	BORESTE
60	85	RC (m)	4.89	5	L-27	IA-5_4in	BORESTE
90	70	RC (m)	4.98	5	L-22	IA-3_4in	PROA
120	130	RC (m)	9.70	10	L-44	UMB-2_2-5in	PROA
150	165	RC (m)	3.45	5	L-22	IA-3_4in	PROA
180	200	RC (m)	3.96	5	L-42	AN-13_3in	BOMBORDO
210	240	RC (m)	4.88	5	L-35	PO-6_4-5in	BOMBORDO
240	230	RC (m)	3.45	5	L-53	UMB-11_3in	POPA
270	200	RC (m)	3.62	5	L-52	UMB-10_3in	POPA
300	195	RC (m)	3.67	5	L-51	UMB-9_3in	BORESTE
330	105	RC (m)	2.82	5	L-7	AN-7_3in	BORESTE

Tabela 6.14 – *SAFOP* para condições ambientais extremas CC+OD

<i>SAFOP</i> - Combinação EXTREMA 2 (Correnteza Cent. + Onda Dec.)							
Ângulo (graus)	Offset (m)	Critério violado um passo a mais	Valor	Valor violado	Linha	Nome	Localização
0	105	RC (m)	4.23	5	L-6	AN-5_3in	BORESTE
30	90	RC (m)	3.10	5	L-47	UMB-5_3in	BORESTE
60	90	RC (m)	3.97	5	L-22	IA-3_4in	PROA
90	80	RC (m)	4.98	5	L-22	IA-3_4in	PROA
120	130	RC (m)	4.94	5	L-22	IA-3_4in	PROA
150	165	RC (m)	3.45	5	L-22	IA-3_4in	PROA
180	200	RC (m)	4.99	5	L-16	PO-12_4-5in	BOMBORDO
210	240	RC (m)	4.88	5	L-35	PO-6_4-5in	BOMBORDO
240	230	RC (m)	3.45	5	L-53	UMB-11_3in	POPA
270	220	RC (m)	3.62	5	L-52	UMB-10_3in	POPA
300	195	RC (m)	4.45	5	L-51	UMB-9_3in	BORESTE
330	105	RC (m)	9.81	10	L-49	UMB-7_2-5in	BORESTE

Observa-se na Figura 6.23 que a curva correspondente à combinação de correnteza decenária e onda centenária, é a que limita a Zona de Operação Segura (*SAFOP*) do sistema de *risers* e umbilicais.

O critério de projeto que principalmente está limitando a área segura é o raio de curvatura mínimo dos *risers* flexíveis. Só na curva obtida com aplicação de condições ambientais moderadas se apresentou uma falha no *SCR*, sendo que foi ultrapassada a tensão de Von Mises admissível.

7. DIAGRAMA DE *OFFSETS*

7.1 Introdução

Diagrama de *offsets* é a envoltória das médias dos passeios máximos (média dos “picos” de *surge* e *sway*) de um sistema flutuante solicitado por carregamentos ambientais definidos de projeto em várias direções. Para atingir os objetivos desta metodologia de projeto é necessário realizar uma análise acoplada (definida na seção 5.4.1), considerando a interação da unidade flutuante, linhas de ancoragem, *risers* e o solo.

Nestas análises é avaliada a complacência do sistema de ancoragem, mas levando em consideração, além dos movimentos da unidade flutuante, a contribuição do sistema de *risers* em termos de cargas hidrodinâmicas, rigidez, amortecimento e massa adicionada.

Os diagramas de *offsets* permitem analisar a configuração e características do sistema de ancoragem ajudando a defini-lo.

Na construção do diagrama são verificadas também as trações nas linhas de ancoragem, e são comparadas com limites de projeto estabelecidos, normalmente baseados na Prática Recomendada API-RP-2SK [10].

7.2 Geração dos diagramas de *offsets*

Dependendo da zona em estudo, são aplicados os carregamentos ambientais correspondentes. Para gerar o diagrama de *offsets* são consideradas como mínimo 8 direções de onda, vento e correnteza alinhadas.

Para cada direção de aplicação dos carregamentos ambientais é realizada uma análise dinâmica, a qual irá fornecer a resposta do sistema em termos de passeios da unidade flutuante e de trações nas linhas de ancoragem.

A partir de cada análise é determinado o ponto que representa a média dos passeios da unidade. No final são obtidos oito pontos (no caso de haver analisado oito direções de carregamentos) que são unidos por retas, formando a curva que define o diagrama de *offsets*.

7.2.1 Resposta do sistema acoplado

O programa SITUA-Prosim [6] permite obter os movimentos da unidade flutuante levando em conta de forma rigorosa a contribuição das linhas, considerando implícita e automaticamente todos os efeitos não-lineares e dinâmicos decorrentes da interação entre o casco e as linhas, portanto permitindo ganhos significativos em termos de precisão dos resultados.

A utilização do modelo de elementos finitos das linhas permite considerar as parcelas de massa, amortecimento, rigidez e cargas hidrodinâmicas, além da interação como o solo marinho, cuja influência no comportamento global do sistema pode ser crítica. Porém, na utilização de um modelo simplificado das linhas, erros grandes podem ser encontrados na determinação dos *offsets* da unidade.

A partir da análise acoplada de movimentos pode-se avaliar também se existe alguma interferência entre *risers*, entre linhas de ancoragem e *risers*, ou qualquer tipo de linha com o equipamento submarino.

7.2.2 Sistema de ancoragem intacto e avariado

Numa primeira etapa são executadas análises para cada direção de carregamento ambiental considerando o sistema de ancoragem intacto. Com a obtenção dos *offsets* da resposta para cada direção de carga é desenhada a curva do diagrama. Além de verificar que as trações nas linhas estão dentro dos critérios estabelecidos, é identificada a linha mais tracionada.

Como segunda etapa é recomendado analisar também a resposta do sistema em uma condição de avaria (API-RP-2SK [10]). Nesta situação uma linha, a mais tracionada na etapa anterior, é desconsiderada.

Portanto os resultados são diagramas para cada situação (sistema intacto e avariado) que incluem as envoltórias de *offsets* para condições ambientais moderadas e extremas.

As trações nas linhas são verificadas como recomendado em API-RP-2SK. Quando analisado o sistema intacto, as trações nas linhas não devem ultrapassar 60% da tração de rompimento (especificada pelo fabricante) normalmente conhecida como *MBL* (*Minimum Breaking Load*). Na análise do sistema avariado, as trações nas linhas não devem ultrapassar 80% da *MBL*.

7.3 Estudo de caso

7.3.1 Caso 1 - Plataforma semi-submersível

O modelo numérico construído para realizar os diagramas de *offsets* é a mesma plataforma semi-submersível definida na seção 6.8.4. Nessa seção foram definidas as características do casco e dos *risers* e umbilicais, mas não foi definido nem utilizado o sistema de ancoragem.

No presente estudo é utilizado o modelo completo, incluindo as linhas de ancoragem para realizar a análise acoplada de movimentos.

As linhas de ancoragem são modeladas com elementos finitos de treliça.

• Carregamentos ambientais

São aplicados os mesmos carregamentos ambientais da seção 6.8.4., mas incluindo as cargas de vento.

Consideram-se cargas de vento constantes (10min) a uma altura de 10m sobre o nível médio do mar, com velocidades entre 13.0 e 19.0m/s para período de retorno anual; entre 19.0 e 25.0m/s para período de retorno decenal; e entre 25.0 e 32.0m/s para período de retorno centenário.

Os ventos “vindo de” o Nordeste, Norte, Sul e Sudoeste apresentam maior ordem de grandeza.

• Combinações de carga

Neste caso consideram-se 8 direções de vento, onda e correnteza alinhadas. As combinações são as seguintes:

➤ Condições moderadas

1) Combinação Anual: Correnteza anual + Onda e Vento anuais.

➤ Condições extremas

2) Combinação Extrema 1: Correnteza decenária + Onda e Vento centenários

3) Combinação Extrema 2: Correnteza centenária + Onda e Vento decenários

• Sistema de ancoragem da plataforma semi-submersível

A plataforma semi-submersível é ancorada por 8 linhas, duas em cada esquina como mostrado na figura a seguir.

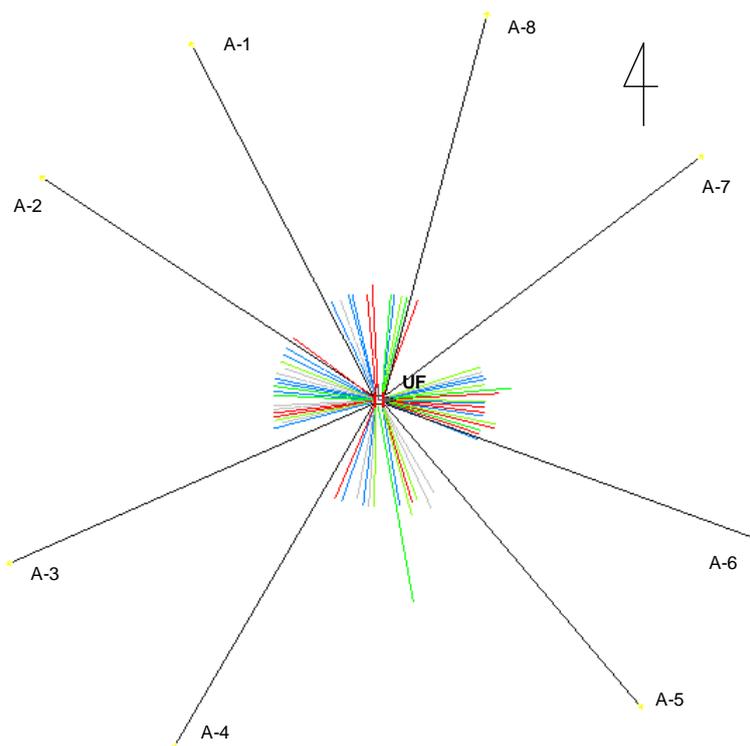


Figura 7.1 – Arranjo das linhas de ancoragem

O sistema de ancoragem é o convencional, com a configuração das linhas em catenária livre. Todas as linhas têm comprimento total de 3300m e projeção horizontal de 3000m. Elas estão conformadas por três tipos de materiais formando quatro trechos: no topo, 300m de amarra tipo *Stud Chain*; um trecho suspenso de 1300m de cabo de aço tipo *Spiral Strand Wire Rope*; mais um trecho de amarra tipo *Stud Chain* de 400m; e apoiado no solo 1300m de amarra tipo *Stud Chain* para fornecer atrito.

Na Tabela 7.2 são apresentadas as características gerais das linhas de ancoragem e na Tabela 7.3 são mostrados os tipos de materiais que as conformam.

Tabela 7.1 – Características gerais das linhas de ancoragem

Linha	Azimute	Conexão no topo, m (coord. locais)			Tração inicial (kN)
		x	y	z	
A-1	332.8	30.8	37.4	15.4	1922.7
A-2	303.7	25.5	37.4	15.4	1937.4
A-3	246.1	-25.5	37.4	15.4	2186.3
A-4	210.0	-30.8	37.4	15.4	2186.3
A-5	140.0	-30.8	-37.4	15.4	2186.3
A-6	110.2	-25.5	-37.4	15.4	2186.3
A-7	52.6	25.5	-37.4	15.4	2186.3
A-8	15.0	30.8	-37.4	15.4	1922.7

Tabela 7.2 – Propriedades dos materiais

Nome	Diâm. Ext. (m)	Poisson	EA (kN)	MBL (kN)	Peso Ar (kN/m)	Peso Água (kN/m)	CM	CD	CA
<i>Spiral Strand Wire Rope</i>	0.102	0.3	921124	8730	0.5572	0.4333	2	1.2	1
<i>R3S Stud Chain</i>	0.111	0.3	1199137	8964	2.1484	1.8639	2	1.7	1
<i>Stud Chain SOLO</i>	0.095	0.3	69930000	6993	1.9390	1.6870	2	1.2	1

MBL é a Tração limite para o rompimento (*Minimum Breaking Load*)

• **Diagrama de offsets**

As análises dinâmicas foram executadas com tempo de simulação de 500s, suficiente para atingir estabilidade estatística. É empregado um intervalo de 0.1s para o procedimento de integração no tempo.

Foram analisadas as três combinações ambientais. Com o resultado da aplicação de cada uma delas em 8 direções, são formadas três curvas.

O diagrama de *offsets* para o sistema de ancoragem intacto é apresentado a seguir.

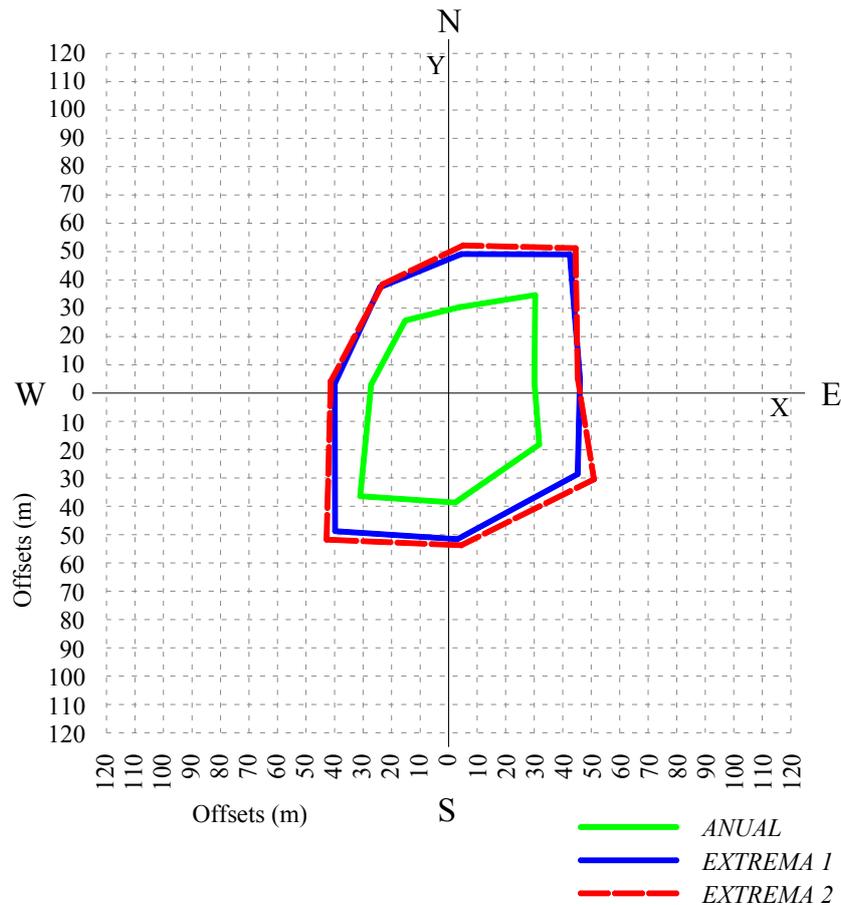


Figura 7.2 – Diagramas de *offsets*, sistema intacto

O diagrama permite identificar facilmente a complacência do sistema de ancoragem nos passeios da unidade sob as condições ambientais avaliadas (moderadas e extremas).

Na Tabela 7.4 são mostrados os *offsets* correspondentes às três combinações de carregamento ambiental.

Tabela 7.3 – *Offsets* da plataforma com sistema de ancoragem intacto

SISTEMA DE ANCORAGEM INTACTO									
Carr. Amb. "indo para"	ANUAL			EXTREMA 1			EXTREMA 2		
	X	Y	<i>offset</i>	X	Y	<i>offset</i>	X	Y	<i>offset</i>
N	3.770	30.339	30.572	4.466	49.115	49.317	5.114	52.171	52.421
NE	30.366	34.651	46.074	42.473	49.010	64.853	44.520	51.199	67.848
E	30.090	3.941	30.347	46.065	4.964	46.331	45.226	5.387	45.546
SE	31.788	-18.145	36.602	45.275	-28.613	53.559	50.959	-30.462	59.369
S	2.323	-38.670	38.740	3.103	-51.602	51.695	4.421	-53.753	53.935
SW	-31.036	-36.413	47.845	-39.790	-48.775	62.946	-42.790	-51.775	67.169
W	-27.170	3.018	27.337	-39.937	3.329	40.075	-41.352	4.170	41.562
NW	-15.193	25.662	29.822	-24.126	37.401	44.507	-23.226	38.451	44.921

Nota: X e Y são as coordenadas globais definidas na Figura 7.2

Os *offsets* máximos atingidos em porcentagem da lâmina de água são para a condição Extrema 1 de 6.48%, e para a Extrema 2 de 6.78%.

Procede-se agora a verificar as trações nas linhas. Neste caso são avaliadas as condições extremas de carregamento e, como mencionado, o critério de projeto limite é 60% da *MBL*.

Para realizar esta avaliação escolheu-se a menor das *MBL* do trecho suspenso das linhas de ancoragem, que corresponde ao trecho de cabo tipo *Spiral Strand Wire Rope*, cujo valor é de 8730kN (vide Tabela 7.3).

Nas tabelas 7.5 e 7.6 são mostradas respectivamente as trações ante combinações Extrema 1 e Extrema 2. Foi verificado que as trações máximas atingidas pelas linhas não ultrapassaram o valor de 5238.0kN (60% *MBL*).

Tabela 7.4 – Verificação de trações nas linhas. Sistema intacto. Comb. Extrema 1

LINHA	Trações máximas apresentadas para cada direção de Carr. Amb. (indo para)								60%
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	<i>MBL</i>
A-1	1646.5	1772.3	2434.1	3102.3	3266.4	2661.5	1864.1	1673.3	5238.0
A-2	1828.4	2245.8	2993.2	3395.6	2720.4	2003.9	1707.0	1708.6	5238.0
A-3	2982.9	4364.0	3898.3	3025.3	2100.7	1676.8	1883.4	2303.4	5238.0
A-4	3720.2	4600.3	3171.6	2226.5	1755.6	1587.6	2116.3	2850.8	5238.0
A-5	3392.7	2697.4	1986.7	1669.1	1756.4	2150.1	3150.1	3753.1	5238.0
A-6	2640.0	2013.7	1769.6	1624.4	2021.9	2823.9	3541.8	3354.2	5238.0
A-7	1886.7	1608.4	1810.2	1971.2	3103.2	4459.3	3265.6	2238.6	5238.0
A-8	1588.0	1534.0	1903.8	2296.9	3252.1	3543.9	2224.6	1658.0	5238.0

Tabela 7.5 – Verificação de trações nas linhas. Sistema intacto. Comb. Extrema 2

LINHA	Trações máximas apresentadas para cada direção de Carr. Amb. (indo para)								60%
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	<i>MBL</i>
A-1	1575.3	1752.4	2418.4	3198.6	3339.4	2690.8	1834.2	1640.0	5238.0
A-2	1769.1	2248.8	2966.9	3570.5	2811.4	2020.1	1681.2	1679.5	5238.0
A-3	2983.9	4467.8	3913.7	3148.2	2065.1	1628.0	1876.4	2250.9	5238.0
A-4	3722.8	4739.6	3167.6	2254.0	1715.7	1544.2	2125.9	2861.5	5238.0
A-5	3361.4	2671.1	1977.3	1591.1	1706.0	2129.6	3171.4	3778.6	5238.0
A-6	2624.2	1971.6	1763.8	1549.7	1920.8	2843.1	3548.2	3337.5	5238.0
A-7	1803.2	1593.8	1794.0	1913.1	3116.8	4479.5	3223.5	2220.6	5238.0
A-8	1505.1	1524.5	1868.1	2320.2	3328.0	3598.0	2229.6	1626.9	5238.0

Foi identificado que a linha de ancoragem A-4 foi a mais tracionada (vide Tabelas 7.5 e 7.6), a qual atingiu o 52.7% e 54.3% da *MBL* do cabo *Spiral Strand Wire Rope*, respectivamente para as combinações de carregamento Extrema 1 e Extrema 2. A condição de carregamento crítica é na direção Nordeste (*NE*).

A seguinte etapa consiste em avaliar o sistema de ancoragem danificado. Agora o modelo não inclui a linha A-4 e são aplicadas novamente as oito combinações ambientais.

A seguir, a Figura 7.3 ilustra as três curvas resultantes do estudo do sistema em condição avariada.

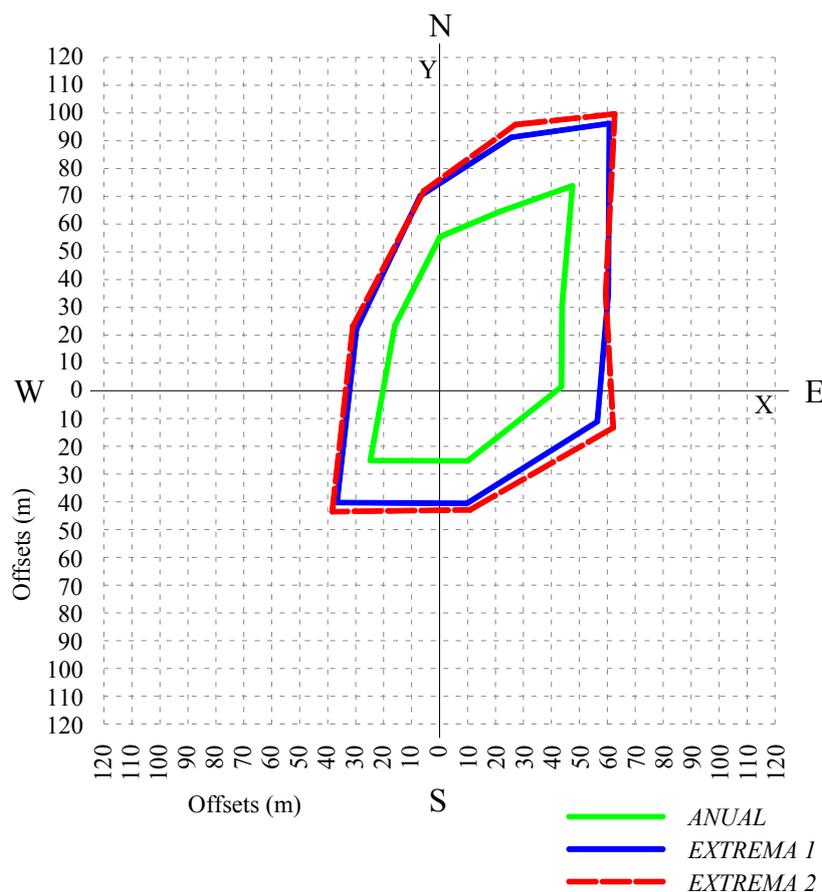


Figura 7.3 – Diagramas de *offsets*, sistema avariado

Na Tabela 7.7 são mostrados os *offsets* correspondentes às três combinações de carregamento ambiental.

Tabela 7.6 – *Offsets* da plataforma com sistema de ancoragem intacto

SISTEMA DE ANCORAGEM AVARIADO									
Carr. Amb. "indo para"	ANUAL			EXTREMA 1			EXTREMA 2		
	X	Y	<i>offset</i>	X	Y	<i>offset</i>	X	Y	<i>offset</i>
N	21.278	64.390	67.815	25.674	91.213	94.757	27.122	95.777	99.543
NE	47.572	73.772	87.780	60.732	96.225	113.787	62.644	99.632	117.689
E	43.858	31.208	53.828	60.325	34.787	69.636	59.394	34.925	68.902
SE	43.564	1.424	43.587	56.421	-11.111	57.505	62.119	-13.320	63.531
S	10.079	-25.253	27.191	9.747	-40.591	41.744	10.932	-42.894	44.265
SW	-24.786	-25.159	35.317	-36.667	-40.246	54.444	-38.371	-43.527	58.025
W	-15.991	23.487	28.414	-29.738	22.204	37.113	-30.993	23.325	38.790
NE	0.218	55.450	55.451	-6.863	70.189	70.524	-5.598	71.974	72.191

Nota: X e Y são as coordenadas globais definidas na Figura 7.3

Os *offsets* máximos atingidos em porcentagem da lâmina de água são para a condição Extrema 1 de 11.38%, e para a Extrema 2 de 11.77%.

Na verificação das trações nas linhas para a condição avariada foi utilizado o 80% da *MBL* como critério limite. Nas tabelas 7.8 e 7.9 são mostradas respectivamente as

trações sob as combinações Extrema 1 e Extrema 2. Foi verificado que as trações máximas atingidas pelas linhas não ultrapassaram o valor de 6984.0kN (80% *MBL*).

Tabela 7.7 – Verificação de trações nas linhas. Sistema avariado. Comb. Extrema 1

LINHA	Trações máximas apresentadas para cada direção de Carr. Amb. (indo para)								80% <i>MBL</i>
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	
A-1	1494.9	1509.2	2071.3	2792.9	3053.7	2542.7	1734.5	1567.3	6984.0
A-2	1853.7	2130.7	2854.4	3384.6	2733.1	1979.9	1705.4	1733.2	6984.0
A-3	4371.4	6722.2	5121.0	3620.3	2277.6	1759.7	2189.2	2967.4	6984.0
A-5	4185.6	3320.1	2224.6	1729.5	1799.0	2194.8	3436.1	4415.0	6984.0
A-6	2597.8	1999.0	1761.3	1594.4	1957.9	2764.3	3458.5	3256.2	6984.0
A-7	1503.0	1347.2	1518.8	1714.5	2759.8	4072.6	2715.1	1752.0	6984.0
A-8	1338.7	1298.2	1550.7	2012.2	2918.3	3179.8	1892.5	1398.9	6984.0

Tabela 7.8 – Verificação de trações nas linhas. Sistema avariado. Comb. Extrema 2

LINHA	Trações máximas apresentadas para cada direção de Carr. Amb. (indo para)								80% <i>MBL</i>
	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	
A-1	1444.7	1486.3	2099.9	2893.5	3147.5	2580.6	1704.1	1504.1	6984.0
A-2	1794.3	2133.1	2919.9	3581.9	2812.3	1987.9	1675.8	1665.8	6984.0
A-3	4462.2	6792.0	5191.4	3765.2	2242.6	1727.4	2155.8	2988.6	6984.0
A-5	4168.4	3422.4	2202.8	1637.6	1758.2	2167.9	3437.0	4386.0	6984.0
A-6	2538.4	1993.7	1729.3	1512.4	1897.3	2799.9	3456.7	3227.9	6984.0
A-7	1448.7	1331.2	1482.4	1676.9	2794.8	4113.0	2654.6	1729.4	6984.0
A-8	1295.7	1288.0	1544.7	2040.5	2978.9	3266.9	1900.3	1367.4	6984.0

A linha mais tracionada foi a A-3, a qual sob a combinação Extrema 1 atingiu 77.0% da *MBL* e sob a combinação Extrema 2 atingiu 77.8% da *MBL*, ficando dentro do critério estabelecido.

Observa-se que o sistema de ancoragem proposto se encontra dentro dos limites de tração estabelecidos, mas que várias propostas de configurações podem ser avaliadas. Para cada nova proposta deve ser executado novamente o procedimento descrito.

Os diagramas de *offsets* serão utilizados no seguinte capítulo, onde é estabelecido um procedimento de verificação do sistema de ancoragem por meio do cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e de *Offsets*. Isto significa que os critérios de projeto dos *risers* serão também considerados no projeto do sistema de ancoragem.

É importante ressaltar que neste Estudo de Caso não foi estabelecido um critério de projeto para definir limites de *offsets* como normalmente é realizado (por exemplo 10% da LDA). O motivo é precisamente a proposta do presente trabalho, onde os *offsets* do sistema de ancoragem serão comparados com o diagrama da zona segura de operação dos risers (*SAFOP*) com a premissa inicial de manter o topo dos *risers* dentro dessa zona segura.

8. CRUZAMENTO DE DIAGRAMA DE OFFSETS E SAFOP

Nos capítulos anteriores foram mostrados os procedimentos de geração de diagramas de *SAFOP* e de diagramas de *Offsets* (capítulos 6 e 7 respectivamente). Neste capítulo é proposto o uso desses diagramas em conjunto para contribuir ao projeto do sistema de ancoragem.

Os *offsets* que o sistema de ancoragem permite à plataforma devem manter a integridade dos componentes com que interage, sendo de especial importância os *risers* e umbilicais. O estudo do *SAFOP*, onde são considerados os *risers* e seus critérios de utilização, define uma curva que limita a zona de operação segura, e é dentro dessa zona que o sistema de ancoragem deve manter em posição à plataforma.

O cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* de uma plataforma permite que sejam executados os ciclos de verificação de diferentes sistemas de ancoragem.

Podem ser avaliadas tanto diferentes pré-trações das linhas de ancoragem, quanto diversos arranjos (variando os azimutes das linhas). Até mesmo testar novas propostas de sistemas de ancoragem e de materiais.

Este procedimento comparativo tem implícito portanto, que o projeto do sistema de ancoragem utilize como premissa adicional os critérios de projeto dos *risers*.

8.1 Zona segura e zona condicionada

O estudo do *SAFOP* pode fornecer informação para definir a zona de operação segura do sistema de *risers* com a atuação de qualquer carregamento ambiental, mas também para definir uma zona em que os *risers* operam de forma segura mas com algumas restrições, chamada de condicionada.

- **Zona segura**

O *SAFOP* realizado para carregamentos ambientais moderados e extremos determinam a zona de operação segura do sistema de *risers*. Nesta zona é garantida a integridade do sistema de *risers* solicitado por qualquer carregamento ambiental.

Note-se que um *SAFOP* gerado com carregamentos ambientais moderados poderia chegar a ser mais restritivo que quando gerado para cargas extremas, isto devido

a que os *risers* rígidos precisam atender o critério de Von Mises de 67% da tensão de escoamento do aço.

- **Zona condicionada**

O *SAFOP* realizado para carregamentos ambientais moderados determina a zona condicionada de operação segura do sistema de *risers*. Esta zona estabelece os limites onde a unidade pode ser deslocada, ultrapassando o limites do *SAFOP* extremo, mas exclusivamente com condições ambientais moderadas.

O conhecimento da zona condicionada é de utilidade quando, em atividades de operação da plataforma, esta requer mudar de posição (pagando e/ou recolhendo amarra de topo das linhas de ancoragem) podendo exceder os limites do *SAFOP* que limita a zona segura mas permanecendo ainda dentro da zona condicionada.

8.2 Proposta de metodologia para uso em etapas de projeto de Sistemas de Ancoragem

Na prática tradicional de projeto de sistemas de ancoragem tem estabelecido limites nos *offsets* da unidade em termos de porcentagem da lâmina de água (LDA), por exemplo, têm sido utilizados, para Quadros de ancoragem com a configuração das linhas em catenária livre, os limites de *offset* de 10% da LDA quando avaliado o sistema de ancoragem intacto e 15% da LDA com o sistema de ancoragem na situação de avaria.

Esses e outros limites de *offsets* têm sido definidos baseando-se nas experiências ao longo dos anos.

Nesse procedimento que tradicionalmente vem sendo usado, o grupo de trabalho do sistema de ancoragem e o dos *risers* trabalham por separado respeitando os limites de *offset* estabelecidos (além dos outros critérios de projeto próprios de cada sistema).

Os resultados obtidos têm sido em geral satisfatórios, mas é identificado que de acordo com a configuração, número e tipo de *risers*, o projeto do sistema de ancoragem não precisa ser simétrico nem respeitar rigorosamente os limites de *offset* estabelecidos originalmente. Isto significa, que o projeto do sistema de ancoragem pode ser ainda enriquecido se conhecidos os limites da zona em que o sistema de *risers* opera de forma segura. As pré-trações de algumas linhas de ancoragem podem ser reduzidas, dando menor rigidez ao sistema e maior complacência nos passeios da unidade, além disso diminuir o peso transmitido à unidade flutuante pelas linhas de ancoragem.

A proposta do presente trabalho permitirá melhorar o projeto do sistema de ancoragem, mas sempre mantendo a integridade do sistema de *risers*. Para conseguir esse objetivo são realizadas análises nos *risers* para obter informação importante que irá complementar e enriquecer o projeto do sistema de ancoragem.

• **Procedimento proposto**

A seguir é descrito o procedimento aqui proposto:

I.- Definir a Zona de Segurança Operacional do Sistema de *Risers*. Definir a curva de *SAFOP* (como estabelecido no Capítulo 6). Esta curva estabelece o limite máximo de deslocamento horizontal dentro do qual o topo dos *risers* deve permanecer para evitar violar algum de seus critérios de projeto sob a atuação de carregamentos ambientais.

II.- Definir a Complacência do Sistema de Ancoragem nos passeios da Unidade Flutuante. Definir os diagramas de *Offsets* para as situações do sistema de ancoragem intacto e avariado (como descrito no Capítulo 7). Estes diagramas representam a envoltória das médias dos passeios máximos que o sistema de ancoragem permite à unidade flutuante sob carregamentos ambientais em várias direções.

III.- Cruzar os diagramas de *SAFOP* (dos *Risers*) e os diagramas de *Offsets* (da ancoragem). Este cruzamento de diagramas permite identificar facilmente se o sistema de ancoragem mantém à unidade flutuante dentro da zona de operação segura dos *risers* (*SAFOP*). Sabe-se que se o diagrama de *Offsets* ultrapassa os limites da curva de *SAFOP*, existe uma grande probabilidade de se apresentar algum mecanismo de falha em algum *riser*.

Além de identificar facilmente uma possível falha nos *risers*, o cruzamento de diagramas permite que, dentro do projeto do sistema de ancoragem, sejam executados ciclos de verificação de diferentes propostas de configurações do sistema e pré-trações nas linhas. Estes ciclos de verificação irão conduzir ao projetista à configuração que melhor atende aos objetivos do projeto.

8.3 Estudo de caso

O procedimento proposto neste capítulo será aplicado ao estudo de caso de uma plataforma semi-submersível. Nos Capítulos 6 e 7 foram calculados os diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* da plataforma respectivamente. No presente estudo de casos são utilizados esses resultados visando avaliar o sistema de ancoragem.

8.3.1 Caso 1 – Plataforma semi-submersível

Para realizar o cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* são utilizados os resultados das seções 6.8.4 e 7.3.1 onde foram gerados tais diagramas, e que são respectivamente o primeiro e segundo passo do procedimento proposto neste capítulo. Nessas seções encontram-se as características da plataforma semi-submersível, os carregamentos ambientais utilizados e os procedimentos detalhados para a realização de cada estudo.

O *SAFOP* foi realizado com um modelo desacoplado com os *risers* modelados por elementos finitos. A zona segura *SAFOP* está mais restringida na direção Norte (*N*), ficando limitada a 70m (7% da LDA). Na direção Sudoeste (*SW*) a zona segura é mais prolongada, permitindo até 240m (24% da LDA) de *offset* da plataforma.

Os diagramas de *Offsets* da ancoragem foram realizados com um modelo acoplado. Os *offsets* obtidos quando analisado o sistema de ancoragem intacto com condições ambientais extremas estão entre 4.0 e 6.8% da LDA nas diferentes direções. Já no caso das análises com o sistema de ancoragem avariado (sem a linha A-4) os *offsets* obtidos estão entre 3.7 e 11.8% da LDA.

Como mencionado, o primeiro objetivo desse cruzamento consiste em verificar que o diagrama de *Offsets* se encontra dentro da zona segura de operação dos *risers*.

8.3.2 Cruzamento de diagrama de *offsets* e *SAFOP*

No cruzamento de diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* são escolhidos os gerados para a condição extrema mais desfavorável. Isto significa que o *SAFOP* com menor área é comparado com o diagrama de *Offsets* com maior área.

A seguir, a Figura 8.1 ilustra o cruzamento do diagrama de *SAFOP* e os diagramas de *Offsets*, todos eles gerados para condições ambientais extremas.

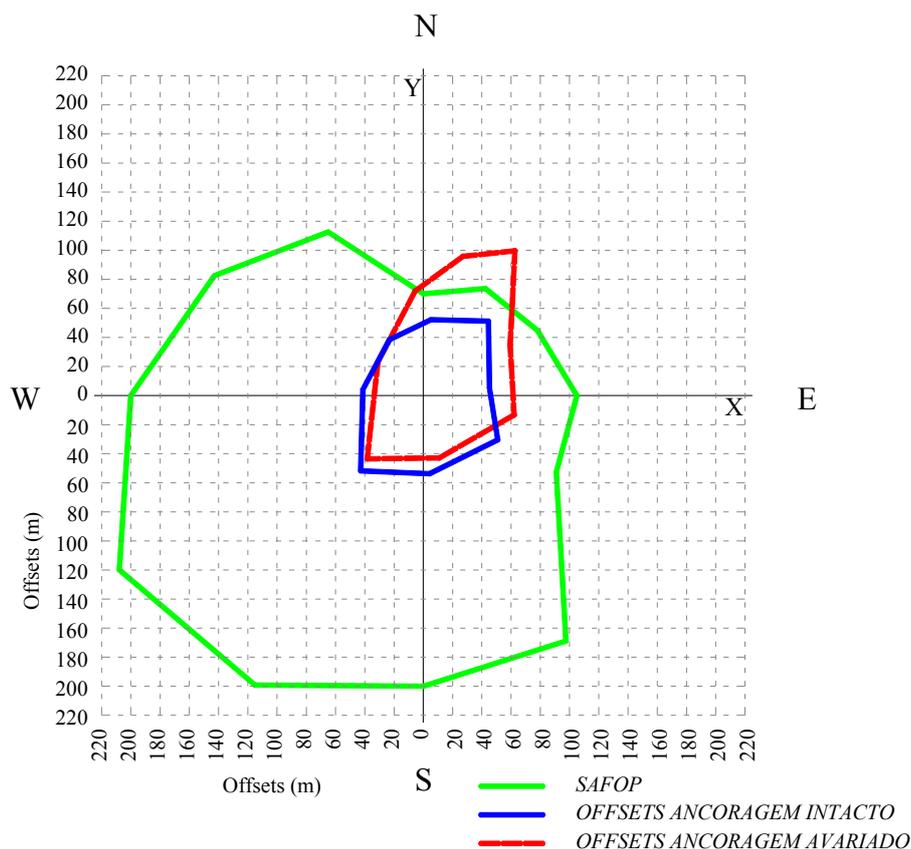


Figura 8.1 – Cruzamento de SAFOP contra Diagrama de Offsets

Nesta comparação foram utilizados os diagramas de *Offsets* gerados tanto para o sistema de ancoragem intacto quanto para o sistema avariado.

O cruzamento dos diagramas permite constatar que os passeios da unidade, quando considerado o sistema de ancoragem intacto, permanecem dentro da área segura de operação dos *risers*. Mas é identificada claramente uma inconsistência, sendo que a curva correspondente aos *offsets* do sistema de ancoragem avariado excede os limites do SAFOP.

Ações corretivas devem ser tomadas no projeto do sistema de ancoragem para que, na condição avariada, a unidade ainda permaneça dentro do SAFOP.

Uma outra vantagem de contar com este SAFOP é que permite notar que principalmente na zona entre a direção Oeste (W) e Sul (S), o sistema de ancoragem pode ter maior complacência nos passeios da semi-submersível.

É precisamente com esta informação que o projetista do sistema de ancoragem pode reduzir as pré-trações de algumas linhas e definir uma configuração, neste caso não simétrica, para atender tanto aos objetivos estruturais e de segurança, quanto aos objetivos econômicos do projeto.

9. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos no capítulo 6 de *SAFOPs* ressaltam a importância dos diagramas serem gerados em cada projeto de plataformas flutuantes de produção. O conhecimento da zona segura de operação dos *risers* permite a posterior execução de ciclos de verificação de diferentes sistemas de ancoragem.

Nesse capítulo foi identificada a necessidade de gerar o diagrama de *SAFOP* para ser utilizado como premissa no projeto de enrijecedores de flexão (*bending stiffeners*), publicando os pares de Tração-Ângulo de topo de cada *riser* flexível ao longo do tempo.

Os diagramas de *Offsets* do capítulo 7, gerados a partir de uma análise acoplada de movimentos, permitem conhecer a complacência do sistema de ancoragem nos passeios da unidade. Estes diagramas são gerados considerando o sistema de ancoragem intacto e também para uma situação de avaria, com uma linha rompida.

No estudo de caso foram gerados os diagramas de *Offsets* para o sistema de ancoragem intacto e com uma linha rompida, e verificou-se que as linhas de ancoragem do sistema analisado não ultrapassaram a tração limite estabelecida.

No capítulo 8 foi estabelecido um procedimento para aplicação em etapas de projeto de sistemas de ancoragem, que mediante o cruzamento dos diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* permite executar ciclos de verificação do sistema de ancoragem. A premissa inicial dessa revisão é que o diagrama de *Offsets* deve estar dentro da zona segura de operação dos *risers*.

Neste cruzamento são comparados o *SAFOP* gerado com a condição ambiental extrema mais desfavorável (curva que contém os menores deslocamentos em todas as direções), e o diagrama de *Offsets* mais desfavorável (curva com os maiores *offsets*). Neste contexto foi comparado o *SAFOP* extremo com os diagrama de *Offsets* extremos com o sistema de ancoragem intacto e avariado (considerando uma linha de ancoragem rompida).

O cruzamento dos diagramas no estudo de caso da seção 8.3 permitiu verificar que os passeios da unidade, quando analisado o sistema de ancoragem intacto, permanecem dentro da área segura de operação dos *risers*. Mas quando analisado o sistema de ancoragem avariado, alguns passeios excedem a zona segura, identificando um possível mecanismo de falha nos *risers*. Nesse caso, o sistema de ancoragem precisa modificações para corrigir a inconsistência encontrada.

O conhecimento da zona segura de operação dos *risers* permite que várias configurações de sistemas de ancoragem sejam avaliadas, e que o projetista possa escolher a que melhor atenda os objetivos do projeto. O projeto do sistema de ancoragem é enriquecido então com informação obtida a partir de análises nos *risers*.

Para plataformas existentes também é de utilidade a geração de diagramas de *SAFOP* e de *Offsets*, devido a que a determinação da área em que o sistema de *risers* opera de forma segura, permite avaliar possíveis modificações no sistema de ancoragem.

A curva de *SAFOP* para condições ambientais moderadas, que determina a zona segura condicionada, permite que se realizem algumas atividades próprias da operação da plataforma onde seja requerido que a unidade seja deslocada (por meio de pagamento e/ou recolhimento de linhas de ancoragem), podendo exceder os limites do *SAFOP* da zona segura mas respeitando os limites da zona condicionada.

9.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

O programa SITUA-Prosim atualmente gera os diagramas de *SAFOP* e de *Offsets* por separado, sendo que são utilizados modelos numéricos para cada um deles com algumas diferenças. Por exemplo, no modelo para o *SAFOP* todos os *risers* foram modelados com elementos finitos de pórtico e as linhas de ancoragem são desativadas (podendo não serem modeladas), enquanto que no modelo para gerar o diagrama de *Offsets* todas as linhas são modeladas com elementos de treliça e com a possibilidade de utilizar malhas de elementos finitos um pouco menos refinadas para diminuir o custo computacional. Sugere-se portanto, integrar os modelos de maneira que ambos diagramas possam ser realizados em um único modelo, e o cruzamento de diagramas seja realizado pelo SITUA-Prosim.

Como mencionado, neste trabalho foi identificado que para fazer um projeto adequado de enrijecedores de flexão (*bending stiffeners*), é necessário contar com o diagrama de *SAFOP* do conjunto de *risers*. Recomenda-se então, desenvolver procedimentos para o projeto de Enrijecedores de flexão baseados na curva definida no *SAFOP*.

Recomenda-se também realizar estudos comparativos da determinação do *SAFOP* com aplicação de onda regular e irregular.

Finalmente, devido a que não foi abordado diretamente neste trabalho, estudar a possibilidade de aplicação da presente Metodologia em plataformas tipo TLP.

10. REFERÊNCIAS

- [1] SENRA, S. F., CORRÊA, F. N., JACOB, B. P., MOURELLE, M. M., MASETTI, I. Q., “Towards the integration of analysis and design of mooring systems and risers, part I: studies on a semisubmersible platform”. *21st International Conference on OMAE*, 28046, Oslo, Noruega, junho 23-28 de 2002.
- [2] CORRÊA, F. N., SENRA, S. F., JACOB, B. P., MASETTI, I. Q., MORUELLE, M. M., “Towards the integration of analysis and design of mooring systems and risers, part II: studies on a DICAS system”. *21st International Conference on OMAE*, 28151, Oslo, Noruega, junho 23-28 de 2002.
- [3] Joint Industry Project, *Integrated Mooring and Riser Design*. Phase I (1996-1997), Phase II (1998) and Phase III (1999) Reports, MCS International e Noble Denton Europe.
- [4] KAVANAGH, W. K., CONNAIRE, A., BATTY, P., AHILAN, R. V., GOODWIN, P., “Enhanced riser analysis techniques within an integrated riser-mooring design framework”, *OMAE2000*, New Orleans, fevereiro 14-17 de 2000.
- [5] SENRA, S. F., *Metodologias de análise e projeto integrado de sistemas flutuantes para exploração de petróleo offshore*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [6] JACOB, B.P, “*Programa PROSIM: Simulação Numérica do Comportamento de Sistemas para Exploração de Petróleo Offshore – Manual Teórico*”, Versão 3.2, COPPE/UFRJ, Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, dezembro de 2006.
- [7] JACOB, B.P, “*Programa PROSIM: Simulação Numérica do Comportamento de Sistemas para Exploração de Petróleo Offshore – Manual de Entrada de Dados*”, COPPE/UFRJ, Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, novembro de 2006.
- [8] CHAKRABARTI, S. K., *Hydrodynamics of Offshore Structures*. Computational Mechanics Publications Southampton Boston, 1987.
- [9] CHAKRABARTI, S. K., *Handbook of Offshore Engineering*, Volume I and II, ELSEVIER, 2005.
- [10] API RP 2SK, *Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*. 3 ed., American Petroleum Institute, outubro de 2005.
- [11] API RP 17B, *Recommended Practice for Flexible Pipe*. 4 ed., American Petroleum Institute, julho 2008.
- [12] NEWMAN, J.N., *Marine Hydrodynamics*, MIT Press, Cambridge, 1977.

- [13] SARPKEYA, T., ISAACSON, M., *Mechanics of Waves Forces on Offshore Structures*. Van Nostrand Reinhold, New York, 1981.
- [14] WHEELER, J.D., “Method for Calculating Forces Procedure by Irregular Waves”, *OTC 1006 Offshore Technology Conference*, Houston, 1969.
- [15] PIERSON, W.J., MOSKOWITZ, L., *A proposed spectral form for fully developed wind seas based on the similarity theory of S.A. Kitaigorodskii*. Journal of Geophysical Research, 1964, 69 (24), 5181-5203.
- [16] KREIDER, D. L., KULLER, R. G., et al., *Introdução à Análise Linear*, Vol. I, II e III, Ao Livro Técnico S.A., 1972.
- [17] Especificação Técnica, *Metoccean Data*. I-ET-3000.00-1000-941-PPC-001, Rev. B, Petrobras/Cenpes/PDP, março 2005. NÃO DISPONÍVEL.
- [18] WAMIT – “*A Radiation-Diffraction Panel Program for Wave-Body Interactions*”. Version 5.3, User Manual, Department of Ocean Engineering Massachusetts Institute of Technology, 1995.
- [19] API RP 2A-WSD, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design*. 21 ed., American Petroleum Institute, dezembro 2000.
- [20] BATHE, K-J., *Finite Element Procedures*, New Jersey, Prentice-Hall, 1996.
- [21] HUGHES, T.J.R., *The Finite Element Method*, New Jersey, Prentice-Hall, 1987.
- [22] CORRÊA, F.N., *Aplicação de Metodologias Híbridas em Estudos Paramétricos sobre o Comportamento de Sistemas Offshore*, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Programa de Engenharia Civil, 2003.
- [23] BAHIENSE, R. A., *Implementação e Avaliação de uma Metodologia Fortemente Acoplada para Análise de Sistemas Flutuantes Offshore*, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Programa de Engenharia Civil, 2007.
- [24] API RP 2RD, *Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension Leg Platforms (TLPs)*. 1a ed., American Petroleum Institute, junho 1998.
- [25] ANSI/API ESPECIFICATION 17J, *Specification for Unbonded Flexible Pipe*. 3a ed., ISO/ANSI/API, julho 2008.
- [26] FERET, J.J., BOURNAZEL, C.L., “Calculation of stresses and slip in structural layers of unbounded flexible pipe”. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering (OMAE)*, New York, p. 263-269, 1987.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)