



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**  
**Curso de Engenharia Civil**  
**Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas**

**ANÁLISE DE RISERS RÍGIDOS NA CONFIGURAÇÃO LAZY-WAVE E RISERS FLEXÍVEIS  
EM CATENÁRIA LIVRE.**

**LUIZ FELIPE TEIXEIRA DA SILVA.**

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

Aprovado por:

---

Gilberto Bruno Ellwanger  
Prof. Adjunto, D.Sc., DME, EP-UFRJ, COPPE-UFRJ (Orientador)

---

Augusto Cláudio Paiva e Silva  
Prof. Adjunto, M.Sc., DME, EP-UFRJ

---

Luiz Eloy Vaz  
Prof. Titular, Dr.- Ing., Alemanha, DME, EP-UFRJ

---

Claudio Marcio Silva Dantas  
Pesquisador, D.Sc., COPPE/UFRJ

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
SETEMBRO DE 2005

## ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>8</b>
– Introdução e Motivação	8
– Objetivos	9
– Prática Atual na Análise de SCRs e Programas Utilizados	9
<b>1 Tipos de Plataformas</b>	<b>11</b>
1.1 Características Básicas	11
1.2 Sistemas de Amarração	15
1.3 Cargas Atuantes sobre uma Plataforma	16
1.4 Exemplo prático de projeto de plataforma com risers instalados:Plataforma P-XVIII	23
<b>2 Risers</b>	<b>27</b>
2.1 Definição de um Riser	27
2.2 Riser Rígido em Catenária	33
2.3 Cargas Atuantes sobre o Riser	35
<b>3 LEVANTAMENTO DO ESTADO DA ARTE E ANÁLISE CRÍTICA DA UTILIZAÇÃO DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS EM UNIDADES ESTACIONÁRIAS FLUTUANTES DE PRODUÇÃO</b>	<b>37</b>
3.1 Cenário Mundial	37
3.2 Cenário Brasileiro	38
3.3 Análise Crítica	38
<b>4 PRINCIPAIS ASPECTOS DA ANÁLISE DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS PARA ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRA-PROFUNDAS</b>	<b>39</b>
4.1 Introdução	39
4.2 Análise Global de Risers Rígidos e Flexíveis	41
4.3 Principais Aspectos da Análise Local de um Riser Flexível	45
4.4 Principais Aspectos da Análise Local de um Riser Rígido: - Análise do Colapso Hidrostático e do Colapso Propagante de um Riser Rígido de Aço (SCR)	45
<b>5 ANÁLISE ESTRUTURAL DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS PARA ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRA-PROFUNDAS</b>	<b>47</b>
5.1 Introdução	47
5.2 Principais Características dos Risers Rígidos (SCRs)	48
5.3 Análise de Colapso Propagante e Hidrostático do Riser Rígido (SCRs)	48
5.3.1 Análise de Colapso Propagante	48
5.3.2 Análise de Colapso Hidrostático	50
5.3.3 Valor Mínimo Recomendável	50
<b>6 Análise Global de Risers</b>	<b>52</b>
6.1 ANÁLISE MATRICIAL E MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS	53
6.2 COMPORTAMENTO NÃO-LINEAR	56
6.3 TIPOS DE EFEITOS CONSIDERADOS	58

<b>6.4</b>	<b>DADOS PARA ANÁLISE</b>	<b>61</b>
<b>6.5</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS</b>	<b>64</b>
<b>6.6</b>	<b>ESTRATÉGIA DE ANÁLISE DO PROGRAMA ANFLEX</b>	<b>65</b>
<b>6.7</b>	<b>SISTEMAS DE REFERÊNCIA</b>	<b>68</b>
<b>7</b>	<b>ASPECTOS CRÍTICOS DE ANÁLISE</b>	<b>71</b>
<b>7.1</b>	<b>COMPORTAMENTO NÃO-LINEAR</b>	<b>71</b>
<b>7.2</b>	<b>RESPOSTA DINÂMICA</b>	<b>72</b>
<b>7.3</b>	<b>AMORTECIMENTO ESTRUTURAL</b>	<b>72</b>
<b>7.4</b>	<b>COMPRESSÃO E RAIOS DE CURVATURA</b>	<b>74</b>
<b>7.5</b>	<b>MALHA DE ELEMENTOS FINITOS</b>	<b>77</b>
<b>7.6</b>	<b>MOVIMENTOS DO CORPO FLUTUANTE</b>	<b>77</b>
7.6.1	Cálculo por Funções de Transferência	78
7.6.1.1	Aproamento relativo onda-flutuante	78
7.6.1.2	Análise de Mar Regular	79
7.6.1.3	Análise de Mar Irregular	79
7.6.1.4	Metodologias Híbridas	79
7.6.2	Séries Temporais de Movimentos	80
<b>8</b>	<b>Exemplos</b>	<b>82</b>
<b>8.1</b>	<b>Exemplo 1: análise de cargas extremas do riser para exportação de óleo da plataforma P1, em configuração Lazy-Wave</b>	<b>82</b>
	<i>Resumo</i>	82
	<i>Introdução</i>	83
	<i>Dados da Análise</i>	83
	<i>Dados do Riser</i>	83
	<i>Dados do Solo</i>	86
	<i>Carregamentos</i>	86
	<i>Offsets Estáticos</i>	88
	<i>Cargas Ambientais</i>	88
	<i>Correntezas:</i>	89
	<i>Ondas:</i>	90
	<i>RAOs</i>	91
	<i>Análise</i>	91
	<i>Programa</i>	91
	<i>Tensão Admissível</i>	91
	<i>Resultados</i>	92
	<i>Tensões</i>	92
	<b>Forças no Ponto de Conexão</b>	<b>98</b>
	Forças Estáticas	98
	Forças Máximas (Dinâmicas)	100

<b>Resultados para a Flex Joint</b>	<b>101</b>
Forças no Ponto de Truncamento	101
<i>Interferência com o Casco</i>	102
<i>Resultados da Interferência</i>	102
<i>Conclusão</i>	103
<b>8.2 Exemplo 2: análise de cargas extremas para os risers flexíveis em catenária livre da plataforma P2.</b>	<b>104</b>
<i>Resumo</i>	104
<i>Introdução</i>	106
<i>Dados da Análise</i>	106
<i>Dados dos Risers</i>	106
<i>Carregamentos</i>	109
<i>Offsets Estáticos</i>	112
<i>Cargas Ambientais</i>	112
<i>Correntezas:</i>	112
<i>Ondas:</i>	114
<i>RAOs</i>	115
<i>Análise</i>	115
<i>Programa</i>	115
<i>Resultados</i>	115
<i>Forças no Ponto de Conexão</i>	115
<i>Forças Estáticas</i>	116
<i>Forças Máximas (Dinâmicas)</i>	119
<i>Conclusão</i>	123
<i>Conclusão e Sugestões para trabalhos futuros</i>	124
<i>Anexos</i>	125
<i>Apêndice A</i>	125
Tensões	125
Forças no Ponto de Conexão	127
Rotações na Flex Joint	129
Forças no Ponto de Truncamento	130
<i>Apêndice B</i>	132
<b>Forças no Ponto de Conexão</b>	<b>132</b>
Forças Dinâmicas	132
Categoria Operacional	132
Categoria Extremo	134
Categoria Acidental	137

<i>Anexo (Tensão de Von Mises)</i> _____	<b>140</b>
<i>Anexo (cálculo do colapso propagante e hidrostático para o exemplo 1)</i> _____	<b>143</b>
<i>Anexo (sistemas de exploração de petróleo)</i> _____	<b>150</b>
<i>Bibliografia</i> _____	<b>164</b>

## Índice de Figuras

Figura 1-1 – Vista Geral de uma Plataforma Semi-submersível	11
Figura 1-2– ilustração de uma jaqueta	12
Figura 1-3- conjunto das oito plataformas fixas operando na bacia de Campos	13
Figura 1-4- Plataformas fixas (aço e concreto) e Plataformas flutuantes	14
Figura 1-5– Sistemas de Amarração Taut-Leg x Convencional	15
Figura 1-6– Movimentos de uma Plataforma Semi-submersível	16
Figura 1-7– Movimentos de uma Plataforma tipo FPSO.	16
Figura 1-8– Localização do Campo de Marlim na Bacia de Campos	25
Figura 1-9– Plataforma P-XVIII	25
Figura 1-10– Plataforma P-XVIII e a localização do Suporte do Riser Rígido	26
Figura 2-1– exemplo de poita	27
Figura 2-2– Riser com Configuração Vertical	28
Figura 2-3– Riser com Configuração em Catenária	28
Figura 2-4– “Riser ” com Configuração Complexa - “Lazy S”	29
Figura 2-5– Configuração Lazy-Wave	29
Figura 2-6– Pliant Wave	30
Figura 2-7– Configurações Steep-Wave(esquerda) e Steep-S (direita)	30
Figura 2-8– Trecho de um Riser Rígido de Produção.	31
Figura 2-9– Seção Transversal Típica de um Riser Flexível	31
Figura 2-10– Exemplo de Utilização de Risers Rígidos e Flexíveis	32
Figura 2-11– Riser Rígido em Catenária e sua Conexão à Plataforma	34
Figura 2-12– Posicionamento do SCR na Plataforma P-XVIII	35
Figura 2-13– Visão em planta / A direção da linha corresponde à seta vermelha	36
Figura 4-1– Riser na Configuração Catenária Livre	43
Figura 4-2– Posições Far e Near	43
Figura 4-3– Configurações de instalação de risers flexíveis: 1) catenária livre, 2) lazy-s; 3) steep-s; 4) steep-wave; 5) lazy-wave	44
Figura 6-1– Modelo Global de uma Linha Flexível – A representação do navio é esquemática	53
Figura 6-2 – Discretização na região do ponto de toque no fundo – TDP (Touch Down Point)	54
Figura 6-3 – Definição de Dados para Análise	56
Figura 6-4 – Riser submetido a grandes deslocamentos	57
Figura 6-5 – Offsets medidos / Offsets calculados	59
Figura 6-6 – Movimento dinâmico aleatório medido em campo	59
Figura 6-7 – Espectro do Movimento Dinâmico Aleatório	60
Figura 6-8 - Sistemas de Referência do Anflex.	68
Figura 6-9 - Sistema Local do Flutuante	69
Figura 6-10 - Direções de RAO para o Anflex	69
Figura 6-11 - Sistema Local da Linha	70
Figura 6-12 - Definição de direções para correntezas (Corrente NW).	70
Figura 6-13 - Definição de direção para ondas (Onda SE).	71
Figura 7-1 – Amortecimento crítico	73
Figura 7-2 – Amortecimento sub-crítico	73
Figura 7-3 – Amortecimento de Rayleigh	73
Figura 7-4 – Flambagem de Linha no TDP	74
Figura 7-5 - Envoltória de Trações	75
Figura 7-6 – Mapa de Esforço Axial	75
Figura 7-7 – Curvas de Resultados Mais Críticos	76
Figura 7-8 – Envoltória de Raio de Curvatura	76
Figura 8-1 : Geometria do riser #1 de 18”.	83
Figura 8-2 : Localização do riser em relação à plataforma.	84
Figura 8-3: Direção dos Offsets.	88
Figura 8-4 : Direções das rotações.	88
Figura 8-5 : Trechos críticos para análise de tensões.	92
Figura 8-6 : Configuração deformada para o caso de carregamento 1 (Hidroteste).	100
Figura 8-7 : Direções dos offsets e rotação para análise de interferência.	102

<i>Figura 8-8 : Geometria do riser #04 de 4".</i>	<u>106</u>
<i>Figura 8-9 : Direções das rotações.</i>	<u>112</u>
<i>Figura 8-10 : Sistema de referência para os resultados apresentados.</i>	<u>115</u>

## INTRODUÇÃO

### – Introdução e Motivação

Com o aumento das atividades de exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra profundas, tem se observado um aumento do emprego de sistemas flutuantes de produção ancorados, baseados principalmente em navios e plataformas semi-submersíveis, em contraposição às estruturas fixas que vinham sendo empregadas em menores lâminas d'água. Tais estruturas flutuantes são posicionadas em locais previamente definidas com base no arranjo de poços do campo de produção recebendo óleo e/ou gás do poço por meio de dutos denominados de risers.

O projeto dos sistemas de risers representa atualmente um dos principais desafios tecnológicos no desenvolvimento de campos produtivos localizados em grandes lâminas d'água. Trazendo este aspecto para o cenário brasileiro, a Petrobras tem investigado a possibilidade de utilização de risers rígidos de aço como uma alternativa viável para a produção de óleo e gás em águas profundas e ultra profundas, onde o emprego de risers flexíveis constitui uma limitação técnica e ou econômica no que diz respeito, por exemplo, ao diâmetro máximo oferecido e à capacidade máxima de resistência à pressão externa.

O conceito de *steel catenary risers*, *SCR*, tem sido recentemente utilizado em diversos projetos de desenvolvimento de campos em águas profundas. Desde que a Shell instalou pioneiramente em 1994 no Golfo do México um *SCR* numa plataforma de pernas tracionadas numa lâmina d'água de 872m, estas estruturas passaram a dar novos rumos ao desenvolvimento de campos produtivos em águas profundas. Existem atualmente no mundo cerca de 46 *SCRs* instalados, sendo que 96% deles se encontram no Golfo do México e, 85% do total estão instalados em unidades flutuantes do tipo Spar Buys e TLPs (*Tension Leg Platforms*). A mesma referência também cita que está planejado, para os próximos 2 a 5 anos, a instalação de cerca de 114 *SCRs*, dos quais 41% em FPSOs (*Floating, Production, Storage and Offloading*), 48% em plataformas semi-submersíveis e 11% em SPAR e TLPs.

A Petrobras foi pioneira ao instalar em 1998 um *SCR* na plataforma semi-submersível P-18, no campo de Marlim na Bacia de Campos em uma lâmina d'água de 910m. Devido ao crescente uso de unidades flutuantes do tipo *FPSO* surgiu interesse em se estudar a utilização dos *SCRs* nestas unidades. Foram desenvolvidos trabalhos na Petrobras, e em conjunto com firmas européias e universidades brasileiras no sentido de se chegar a uma configuração de riser rígido com elementos de flexibilização que suportassem os grandes deslocamentos estáticos e movimentos dinâmicos impostos pelo *FPSO*, principalmente o seu movimento vertical. A configuração *lazy-wave*, ou *steel lazy-wave riser (SLWR)*, demonstrou viabilidade técnica e econômica sendo estudada para algumas locações em águas profundas. Esta configuração, devida à presença dos flutuadores, é capaz de amortecer grande parte da excitação dinâmica provocada pelos movimentos do corpo flutuante (*FPSOs* apresentam excitações dinâmicas mais acentuadas), favorecendo, principalmente, a vida útil à fadiga na região do riser que toca o fundo marinho denominada de *TDP (touch down point)*.

O emprego de *SCRs*, seja em catenária livre ou em configuração *lazy wave*, representa uma proposta bastante desafiadora no que diz respeito à verificação de tensões máximas proporcionadas por condições ambientais extremas e à verificação do dano estrutural causado pelos diversos estados de mar considerados nas análises de fadiga. O comportamento de um riser é bastante influenciado pelos movimentos do corpo flutuante ao qual ele está conectado, impondo-lhe deslocamentos laterais e verticais em sua extremidade superior. Nestes movimentos incluem-se os deslocamentos estáticos denominados de *offset*, os movimentos de primeira ordem, *high frequency* e



os movimentos de segunda ordem também conhecidos como *low frequency*. Além destas ações devem ser consideradas as cargas de onda, de corrente, peso próprio, pressão externa, pressão devida ao fluido interno e outros efeitos representados por cargas concentradas ou distribuídas.

### **- Objetivos**

O objetivo deste trabalho é apresentar o conceito de riser, mostrando as configurações mais empregadas no ambiente profissional, além de introduzir conceitos básicos no que se refere ao campo de estruturas offshore (tipos de plataformas, sistemas de amarração de plataformas, etc.), visto que é um campo em pleno desenvolvimento e que demanda cada vez mais um maior número de profissionais altamente especializados e capacitados.

Após apresentar o conceito e os tipos de risers, será realizada uma abordagem estrutural onde dois modelos teóricos de instalação de riser (duas configurações diferentes: risers flexíveis em configuração de catenária livre e para risers rígidos na configuração lazy-wave) com todos os dados de entrada (todas as variáveis envolvidas para análise de um riser também será descrita ao longo do projeto, isto é, carregamento atuante, e variáveis necessárias para o dimensionamento de um riser)

Os resultados de tensão, esforços e raio de curvatura serão mostrados no final deste trabalho, onde será feita uma análise e comparação dos resultados com as normas responsáveis pelo dimensionamento de risers: API ou DNV. Para o desenvolvimento desses dois exemplos teóricos foi utilizado o programa de análise estática e dinâmica de risers- ANFLEX, que é de uso exclusivo da Petrobrás S.A.

### **- Prática Atual na Análise de SCRs e Programas Utilizados**

Observa-se que as duas distintas etapas de projeto mencionadas acima são realizadas com a prática de se considerar pouca ou nenhuma integração entre os modelos numéricos de análise da unidade flutuante, das linhas de ancoragem e dos risers, caracterizando assim o chamado procedimento desacoplado. Neste procedimento desacoplado, podemos destacar duas distintas etapas. A primeira etapa consiste na análise de movimentos da unidade flutuante, na qual as linhas são consideradas e representadas de forma simplificada através de elementos escalares. Esta etapa inicial, associada ao projeto do sistema de ancoragem, consiste em efetuar análises de modelos hidrodinâmicos de unidades flutuantes para a determinação dos movimentos estáticos (sendo este o deslocamento da unidade flutuante devido a ação das cargas ambientais, correnteza, vento e onda) e de segunda ordem (movimento dinâmico devido a excitação da estrutura no seu período natural sendo um movimento de baixa frequência) bem como fazer uma estimativa das trações nas linhas de ancoragem para posteriores comparações com limites estabelecidos pelas normas e critérios de projeto. A segunda etapa, associada com o projeto dos risers, consiste em analisá-lo através de um modelo de elementos finitos aplicando-se no topo os movimentos da unidade flutuante determinados na primeira etapa bem como o carregamento de onda e corrente atuando diretamente sobre o modelo estrutural do riser. Os movimentos de primeira ordem da embarcação são geralmente considerados em termos de *RAO (Response Amplitude Operator)*.

Quanto às análises dos risers, o programa ANFLEX tem sido utilizado desde 1991 para este fim, e se apresenta, ao longo dos anos, em contínuo desenvolvimento no que diz respeito às suas formulações e representação de efeitos físicos intrínsecos à natureza dos problemas analisados. Dentre as inúmeras atividades de desenvolvimento, algumas podem ser citadas, tais como: implementação de elementos de guincho para análises de instalação de risers; consideração do efeito de plasticidade no contato do riser com o solo marinho; consideração de novas metodologias de se determinar amplitudes de movimentos do sistema flutuante na realização de análises determinísticas; consideração do efeito de sombra para análise de interferência de risers; implementação de procedimentos numéricos para consideração do fenômeno de vibrações induzidas por vórtices através de uma formulação no domínio do tempo; consideração do efeito devido à variação de temperatura; implementação de procedimentos que possibilitam o dimensionamento de risers utilizando o princípio de estado limite último associado ao critério *LRFD (Load and Resistance Factor Design)* da norma da *DNV*; e finalmente, podemos destacar a evolução do código no sentido de considerar várias estruturas de risers e/ou linhas de ancoragem tanto no que diz respeito à representação de um modelo numérico íntegro como nos aspectos relacionados com a visualização dos resultados de forma independente para cada componente do sistema analisado. Ainda neste último, as interfaces gráficas foram adaptadas para a consideração destes sistemas multi-linhas e geração de múltiplos carregamentos.

Foi utilizado neste trabalho o programa ANFLEX 5.12/6.3.01 para realizar as análises estáticas e dinâmicas em dois exemplos: risers flexíveis em configuração de catenária livre e para risers rígidos na configuração lazy-wave (os tipos de riser e suas configurações serão apresentadas e ilustradas ao longo desse trabalho), conseguindo assim obter os principais resultados de tensões, esforços e raio de curvatura, necessários para a aprovação da concepção estrutural e da configuração do riser em questão comparando com os valores admissíveis da norma API ou DNV, normalmente utilizadas para o dimensionamento de risers.

## 1 Tipos de Plataformas

### 1.1 Características Básicas

As plataformas semi-submersíveis são estruturas flutuantes destinadas à produção ou à completção e perfuração *off-shore*. São constituídas de flutuadores paralelos (*pontoons*) sobre os quais se apoiam colunas contraventadas, nas quais se apoiam os conveses. Caracterizam-se por serem lastreadas na locação, de modo a se obter estabilidade durante a sua operação.

A Figura 1.1, a seguir, mostra o esquema de uma plataforma semi-submersível onde aparecem, apoiados nas colunas, três conveses: o superior ou de produção (*upper-deck*), o inferior (*lower-deck*) e aquele onde é feita a interligação dos risers com a plataforma (*spider-deck*).

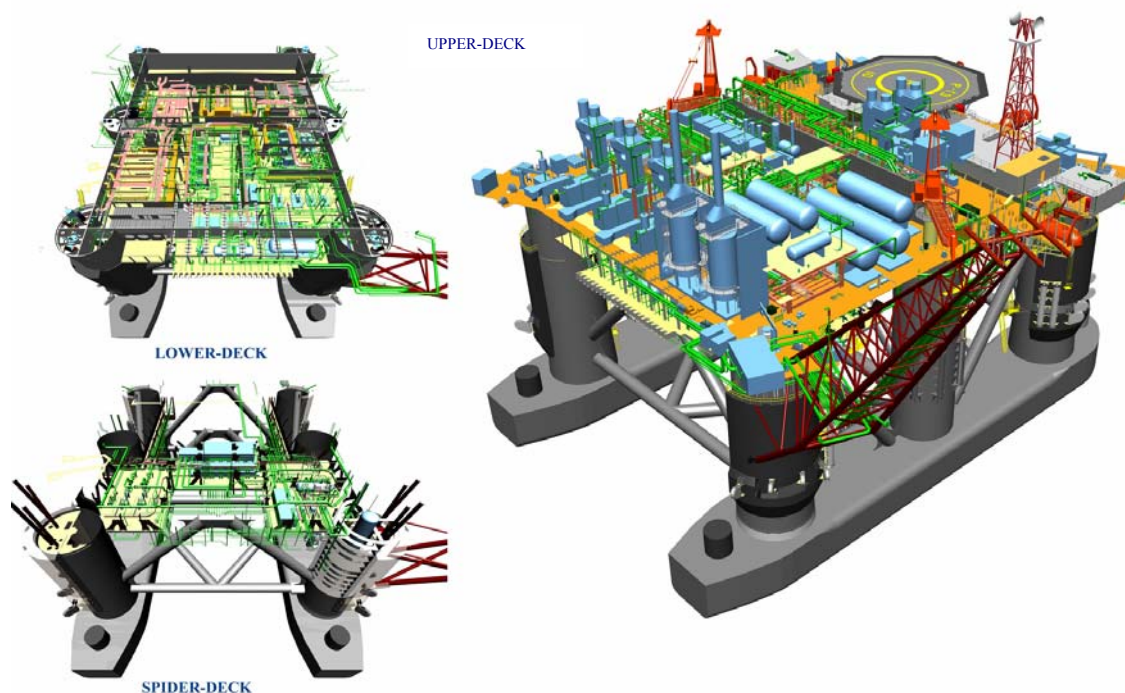


Figura 1-1 – Vista Geral de uma Plataforma Semi-submersível

Quando essas plataformas destinam-se às operações de completção e perfuração são denominadas *MODUS* (*Móbile offshore Drilling Units*). Muitas *MODUS* são convertidas em plataformas de produção através da instalação de uma planta para processar e exportar os fluidos que a ela chegam através de risers. Neste caso, geralmente são requeridos reforços na plataforma.

Algumas plataformas semi-submersíveis, entretanto, são projetadas e construídas especificamente para operar como plataformas de produção. Este é o caso da plataforma P-XVIII em operação e das plataformas P51 e P52, atualmente em fase de construção.

## - CONCEPÇÕES ESTRUTURAIS PARA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS RASAS E INTERMEDIÁRIAS (PLATAFORMAS FIXAS DE AÇO E CONCRETO E PLATAFORMAS FLUTUANTES)

Até uma lâmina d'água de 30 metros a instalação de uma plataforma fixa de petróleo segue basicamente, com o auxílio de guindastes em todas as suas fases. Em 1955, a Shell iniciou a instalação em lâminas d'água superiores a 30 metros, ocasionando o surgimento de um novo problema, que consistia no peso e nas dimensões da jaqueta a ser içada. Em 1957 foi construída a primeira barcaça de lançamento, permitindo assim, a evolução para lâminas d'água mais profundas, denominadas de águas intermediárias. Com o avanço tecnológico, o número de estacas por perna da jaqueta evoluiu de uma, cravada pelo seu interior, para um grupo ligado diretamente à perna ou à jaqueta através de estruturas aporticadas na parte inferior da mesma. Verificou-se que o limite técnico/econômico para este tipo de plataforma foi de aproximadamente 500 metros. No Brasil, esta concepção atingiu a profundidade de 170 metros. Na Figura 1.3 tem-se o conjunto das oito plataformas fixas mais profundas operando na bacia de Campos em 1983.

Na Figura 1.4 apresenta-se além das plataformas fixas de aço e concreto, outras concepções estruturais que viabilizam a produção econômica da exploração do petróleo em águas intermediárias, profundas e ultraprofundas:

- (a) Plataformas fixas de aço (também conhecidas como “jaquetas”);
- (b) Plataformas fixas de concreto (Mar do Norte);
- (c) Plataformas flutuantes semi-submersíveis;
- (d) Navios ancorados (FPSO);
- (e) Plataformas de pernas atirantadas (TLP);
- (f) spar buoy

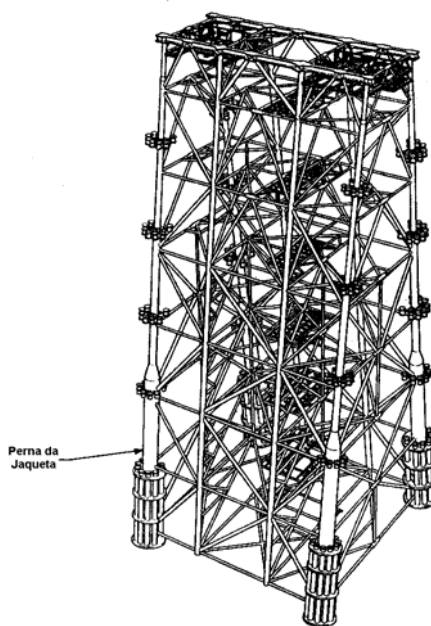


Figura 1-2– ilustração de uma jaqueta

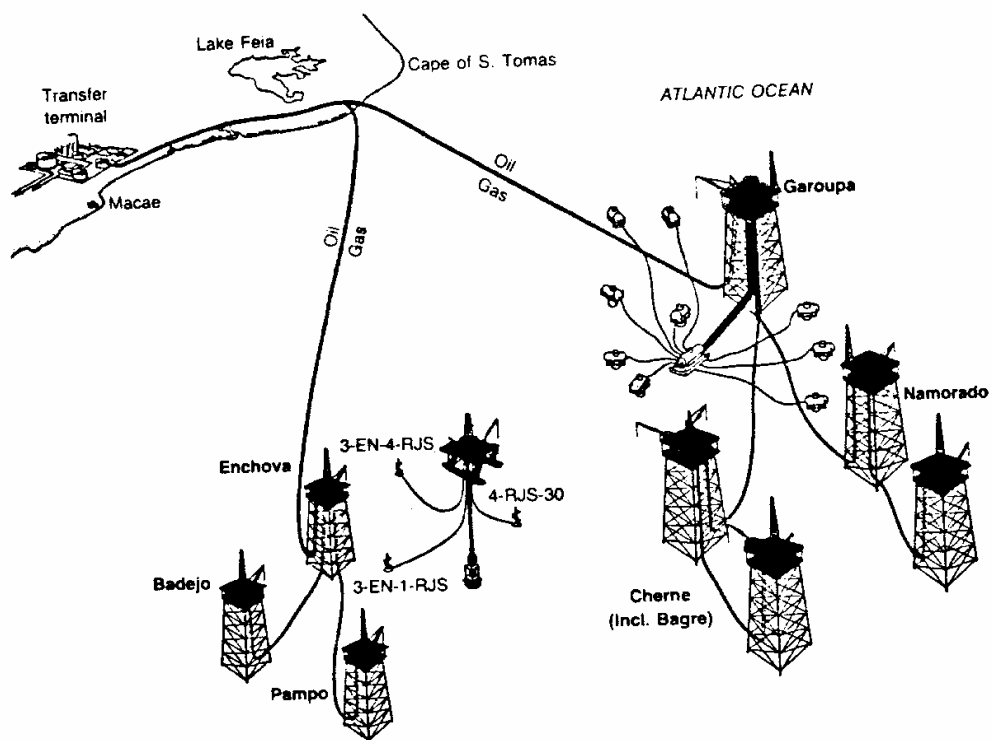


Figura 1-3- conjunto das oito plataformas fixas operando na bacia de Campos

É importante ressaltar que a plataforma fixa mais profunda instalada na costa brasileira é a de Namorado II (mais à direita da Figura 1.3).

As principais características da plataforma Namorado II são:

- lâmina d'água = 172 metros
- ano de instalação = 1982
- produção média diária = 35.000 bpd

Atualmente, as principais plataformas fixas na Bacia de Campos são:

Enchova I;

Garoupa;

Namorado I e Namorado II;

Pampo I;

Cherne I e Chernie II;

Pampo IA e Pampo IB;

Carapeba I, Carapeba II e Carapeba III;

Vermelho I, Vermelho II e Vermelho III;

É importante ressaltar que as plataformas fixas mais profundas operando no Golfo do México são as de Cognac instalada em 1978 a 309 m e a Bullwinkle instalada em 1980 à 412 m.

No Brasil foram instaladas somente três plataformas de concreto (Ubarana I,II e III no Rio Grande do Norte) em águas rasas (15 metros) , sendo que as maiores plataformas fixas de concreto foram instaladas no Mar do Norte.

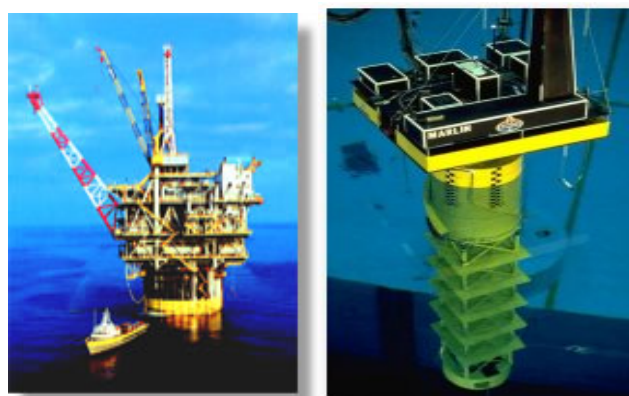
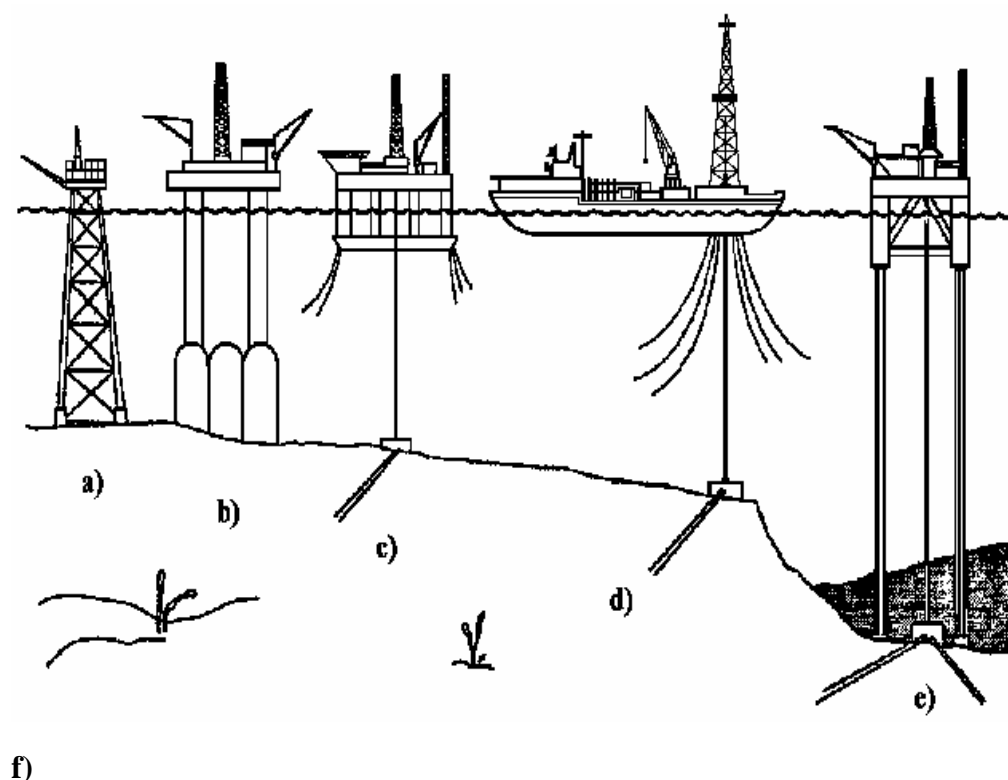


Figura 1-4- Plataformas fixas (aço e concreto) e Plataformas flutuantes

## 1.2 Sistemas de Amarração

A plataforma semi-submersível é mantida na posição através de um conjunto de linhas de ancoragem compostas por diferentes materiais tais como amarras, cabos de aço, cabos de poliéster e de nylon, âncoras ou estacas.

O sistema de ancoragem podem ser do tipo convencional, onde as linhas estão instaladas em catenária, presas ao fundo do mar por âncoras de resistência horizontal, ou do tipo *taut-leg*, constituído por linhas esticadas utilizando como ponto de apoio no solo âncoras de resistência vertical (VLA) ou estacas tipo suction pile, tradicionais ou torpedo.

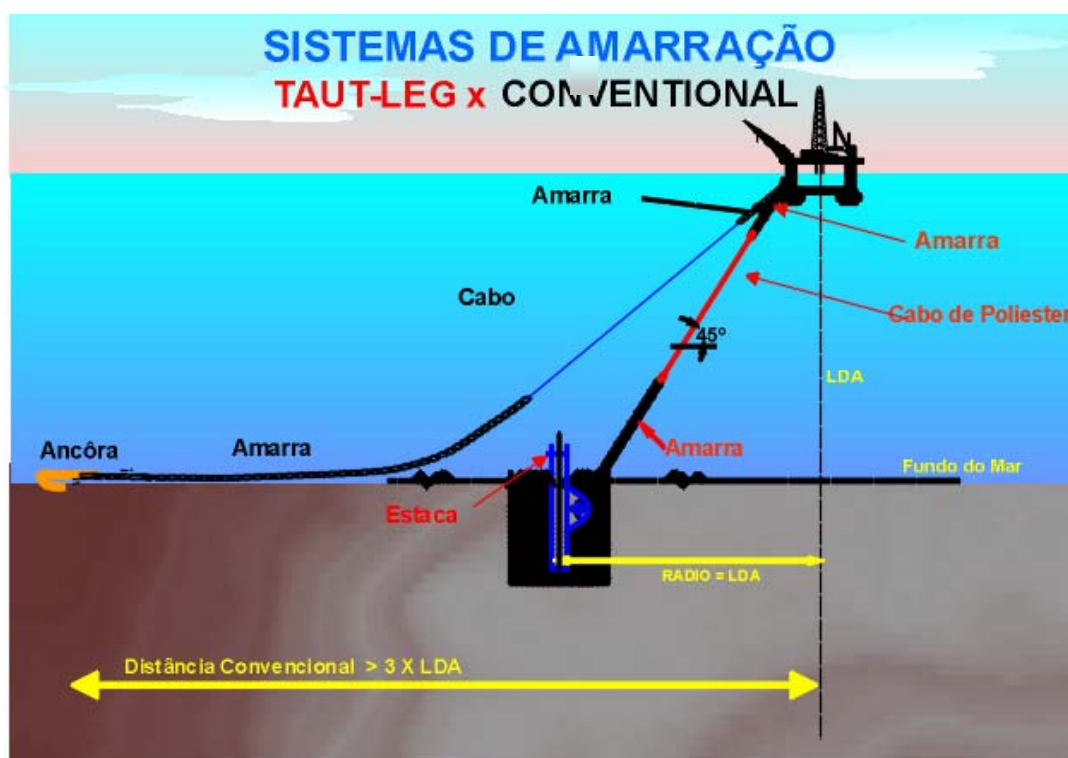


Figura 1-5- Sistemas de Amarração Taut-Leg x Convencional

Em anexo neste trabalho pode-se encontrar uma maior abordagem sobre a análise de sistemas para exploração de petróleo.

### 1.3 Cargas Atuantes sobre uma Plataforma

Entre as cargas atuantes sobre uma plataforma semi-submersível destacam-se as cargas ambientais, isto é, aquelas provenientes da ação do mar (ondas e correntes) e da ação do vento incidindo na plataforma.

Essas cargas dão origem aos movimentos característicos de embarcações: *roll*, *pitch*, *yaw*, *surge*, *heave* e *sway* (ver Figura 1.6 e 1.7); gerando esforços que são preponderantes na análise e no dimensionamento das colunas, dos flutuadores (*pontoons*) e das conexões entre os conveses e as colunas.

Dentre esses esforços citam-se: forças transversais, forças longitudinais, momentos torsionais, além daqueles provocados por acelerações vertical, longitudinal e transversal do convés (decorrentes dos movimentos de *heave*, *surge* e *sway*, respectivamente),

Além dos carregamentos ambientais, atuam ainda as cargas permanentes (tais como peso próprio, peso de equipamentos, de tubulações e sobrecargas) e de operação (tais como aquelas relativas ao guindaste e ao puxamento e conexão de risers).

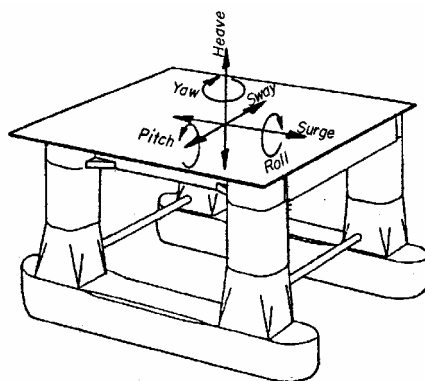


Figura 1-6– Movimentos de uma Plataforma Semi-submersível

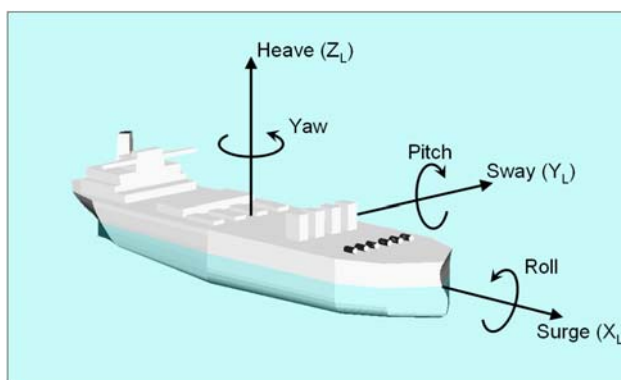
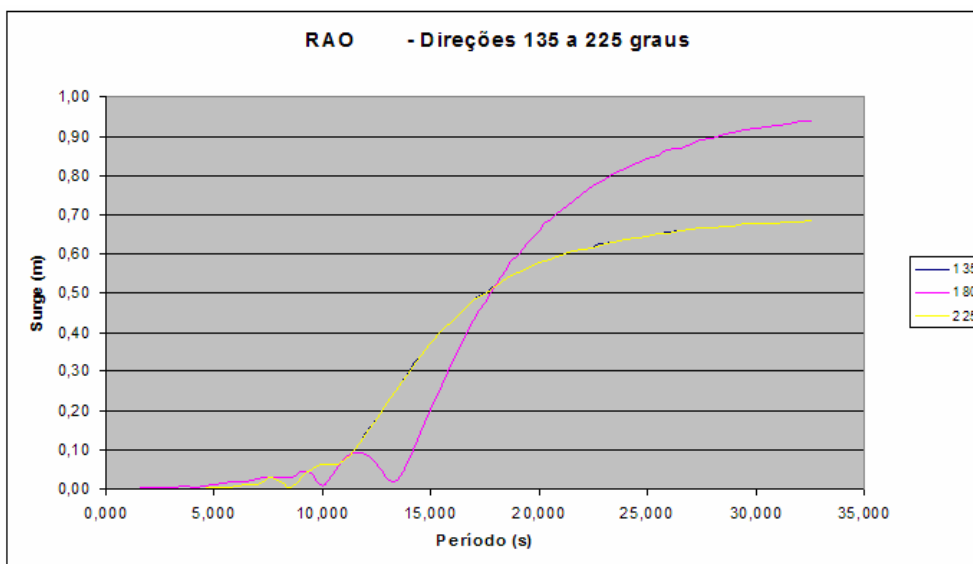
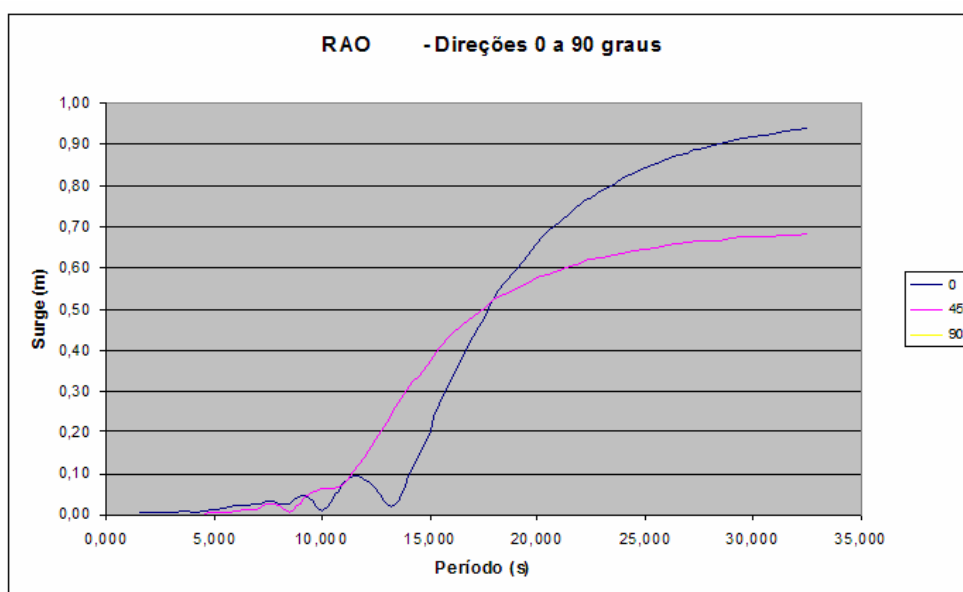


Figura 1-7– Movimentos de uma Plataforma tipo FPSO.



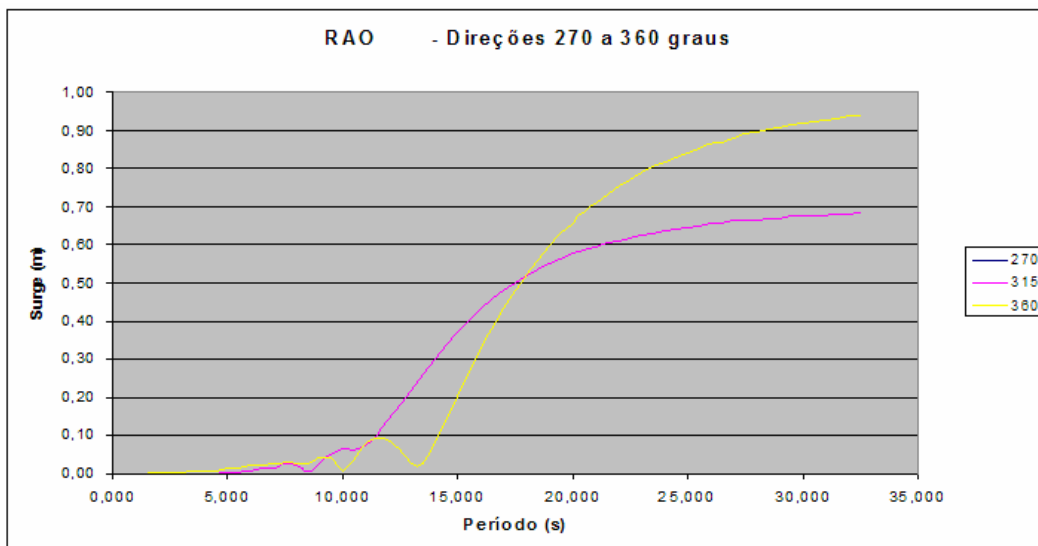
A seguir será apresentado um exemplo de arquivo RAO (arquivo responsável pela transferência dos movimentos do flutuante para o topo do riser, possibilitando a análise desacoplada da linha) para FPSO dividido de acordo com o tipo de movimento de embarcação, contendo todos os movimentos característicos da embarcação em questão relacionados com o período da onda que será utilizada para a análise: *roll, pitch, yaw, surge, heave e sway*.

### 1) Surge

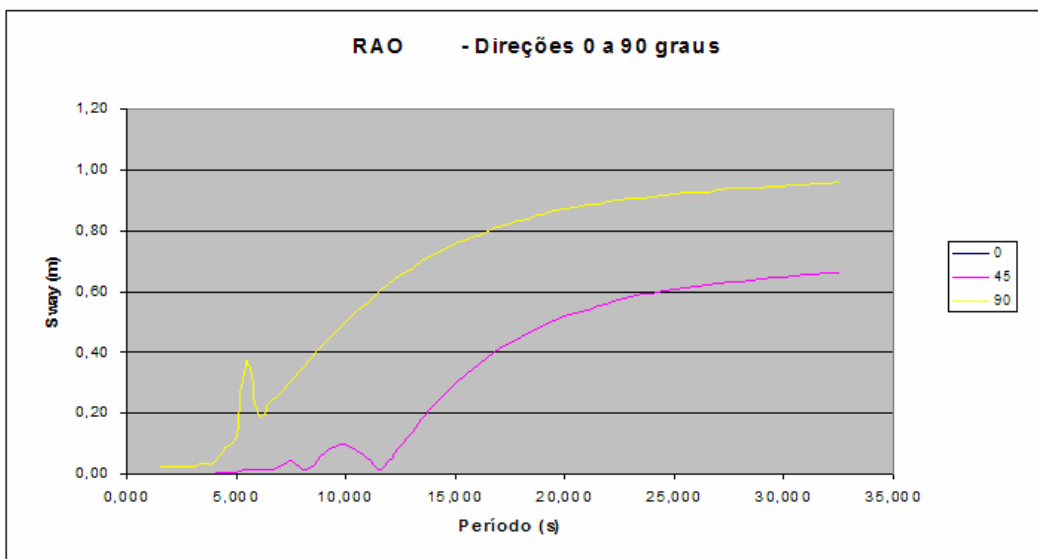


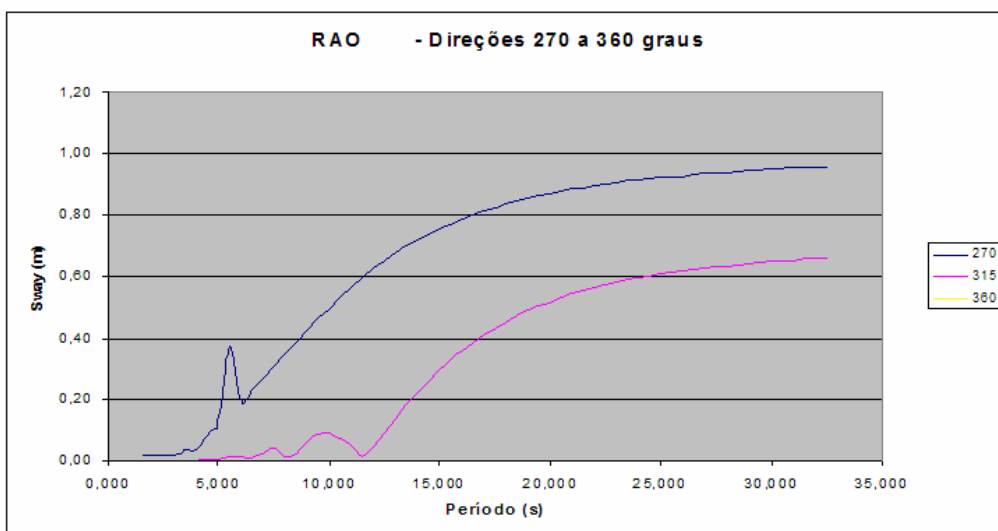
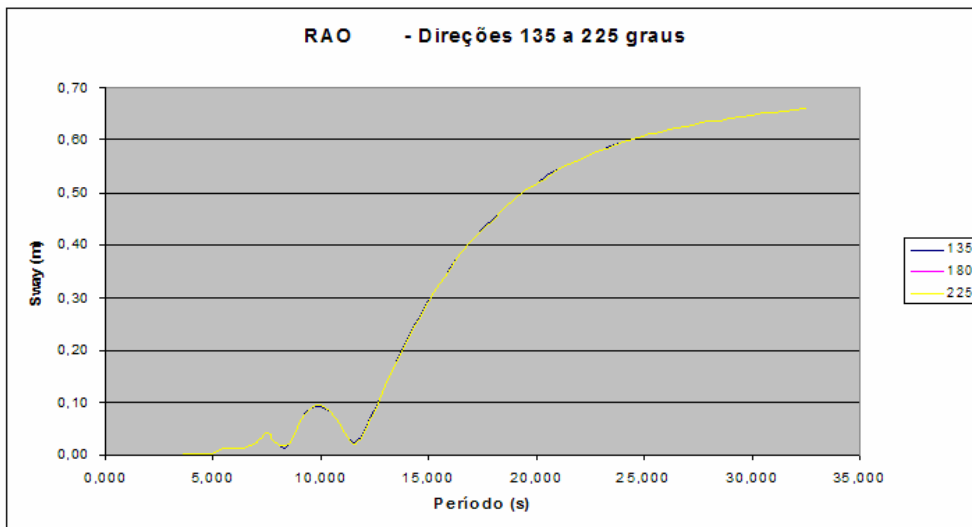
Cabe ao projetista analisar o período, por exemplo, da onda centenária e verificar se o movimento correspondente é muito prejudicial a estrutura ou se é aceitável, fazendo as devidas análises que possibilitam ou invalidam o funcionamento desta estrutura. Esse procedimento facilita também para o projetista visualizar qual dos movimentos está influenciando mais na análise da estrutura, ou seja, qual dos movimentos que irá comandar o dimensionamento, podendo assim

atacar diretamente seu problema e não ter que ficar analisando sempre os seis movimentos. Para o período de 10 segundos podemos observar por exemplo que o pior movimento é o heave com 1.4 metros de pico, portanto para esse período de onda o heave é preocupante e merece todo um tratamento especial.

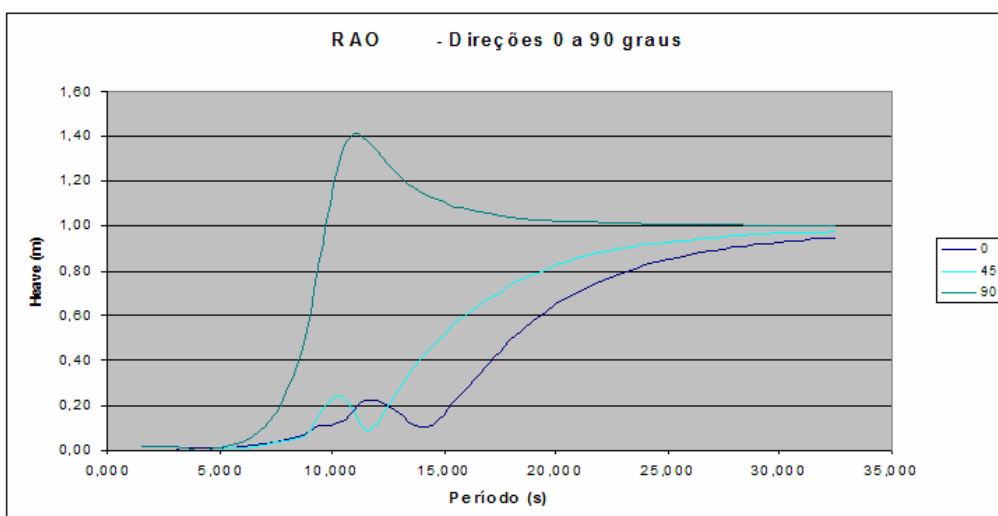


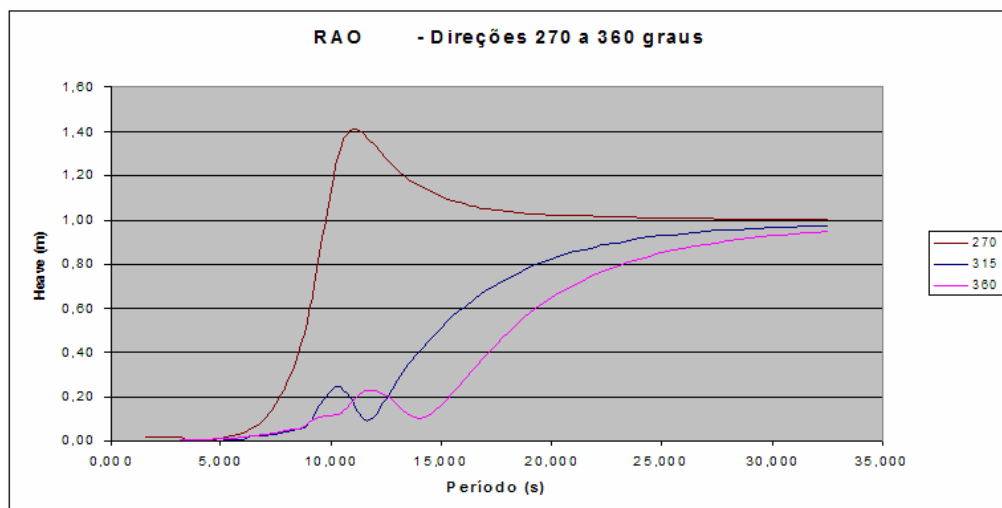
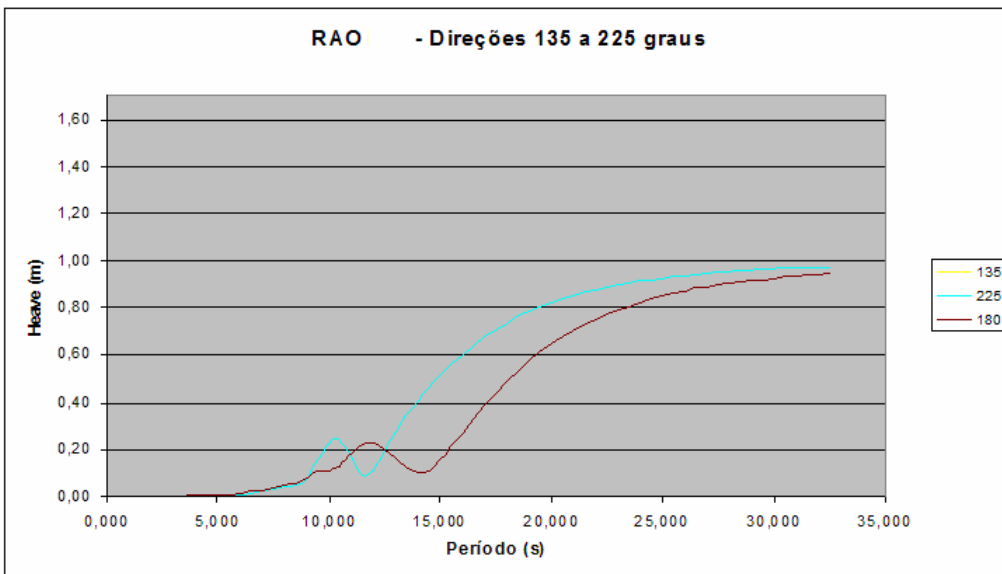
## 2) Sway



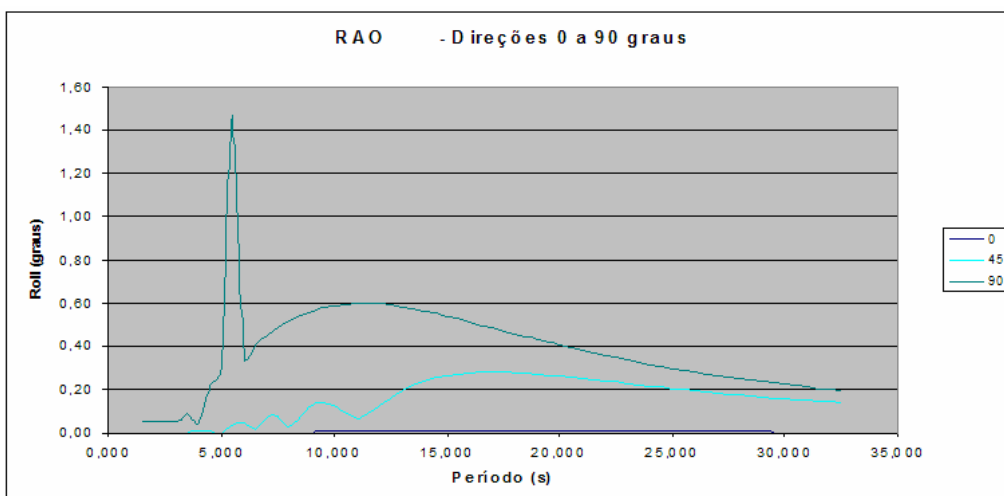


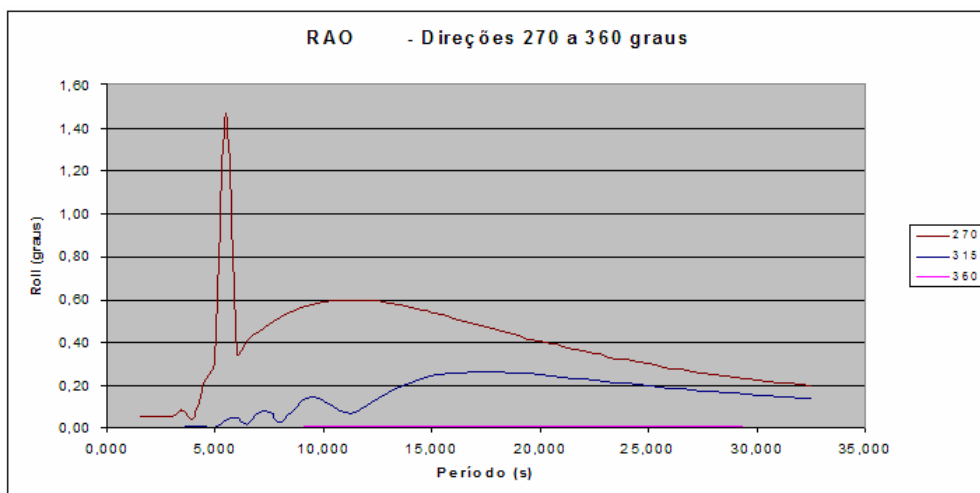
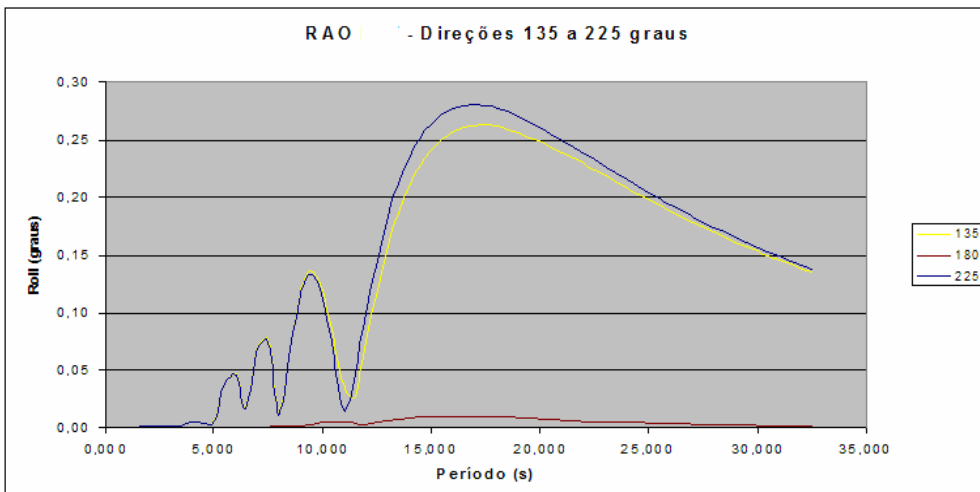
### 3) Heave



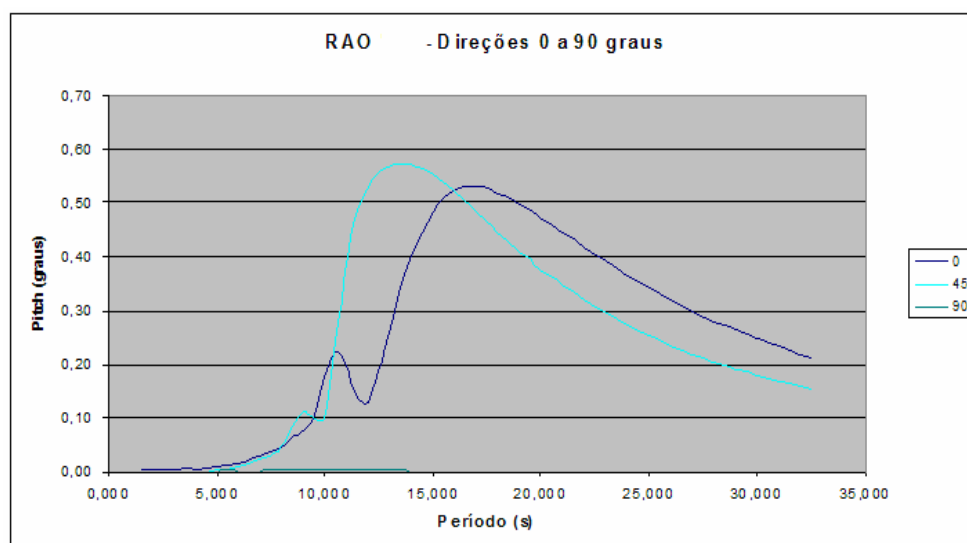


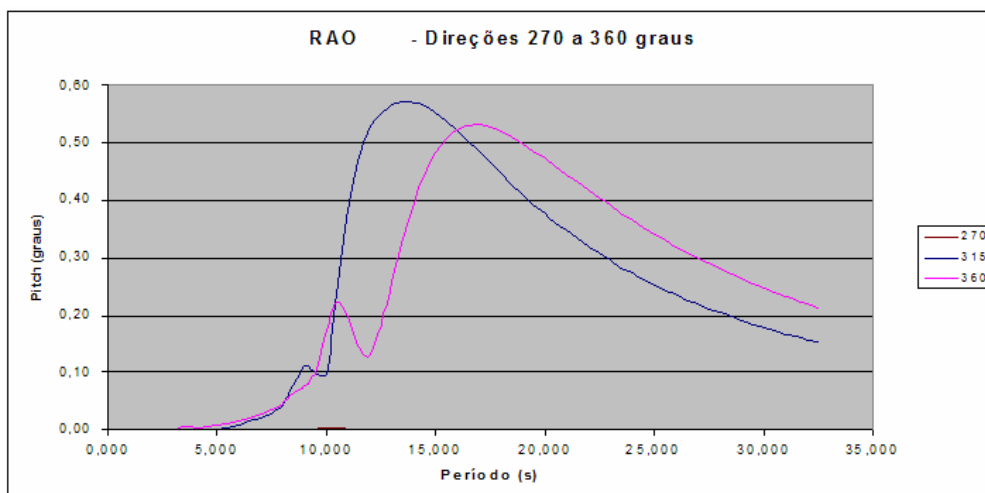
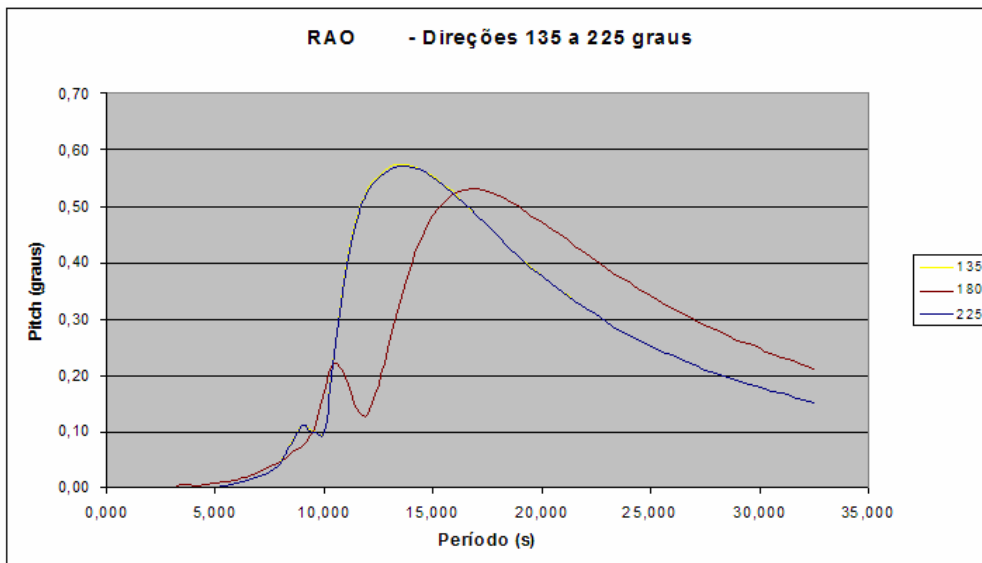
#### 4) Roll



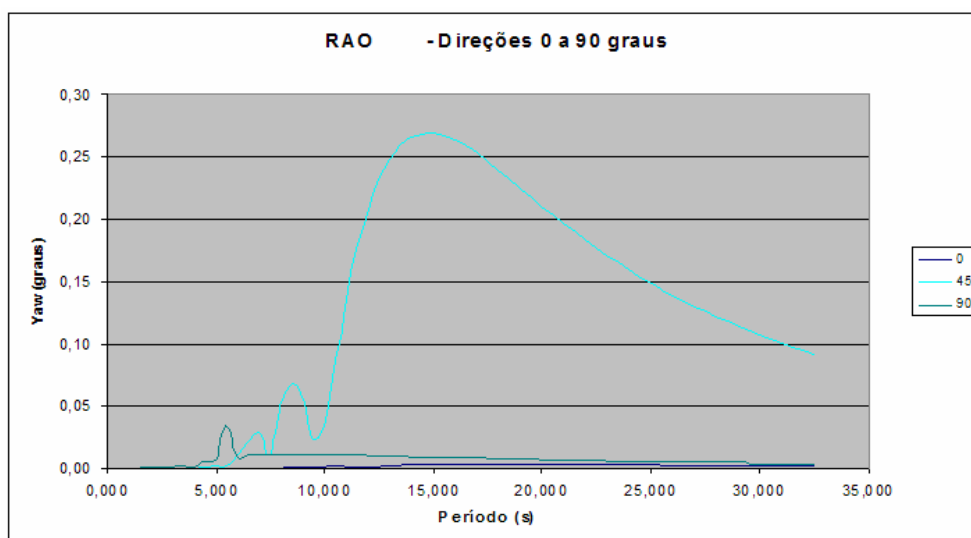


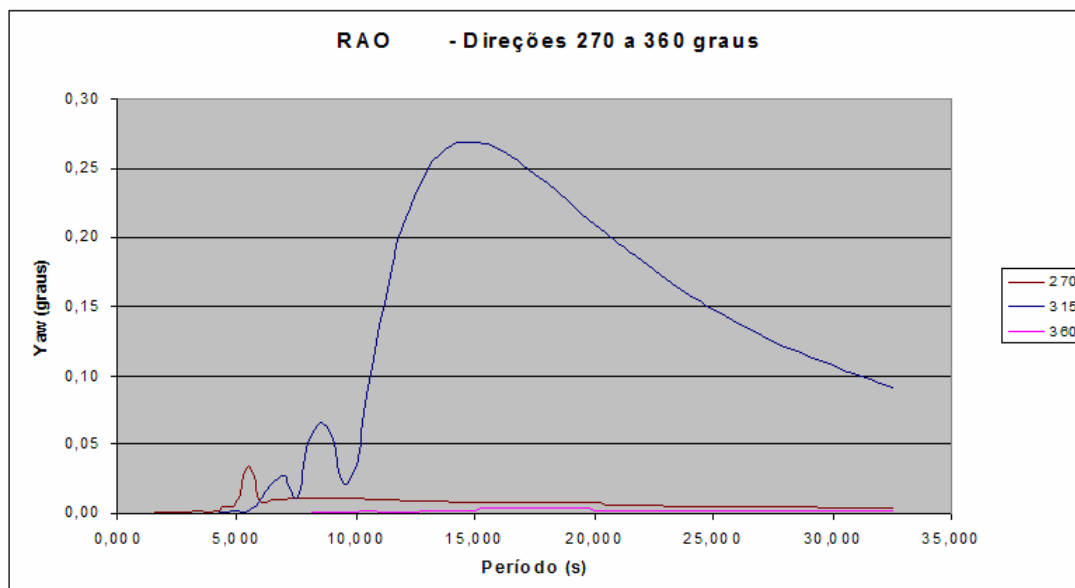
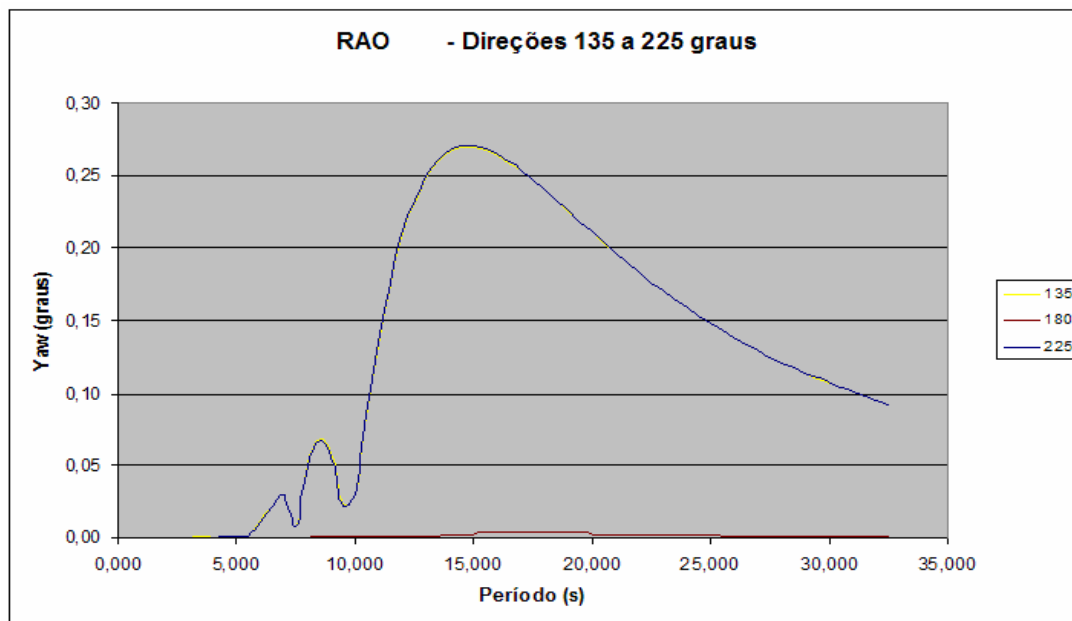
### 5) Pitch





6) Yaw





#### 1.4 Exemplo prático de projeto de plataforma com risers instalados: Plataforma P-XVIII

A plataforma P-XVIII é uma unidade semi-submersível situada no Campo de Marlim na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro (Figura 1.4). Ela foi a primeira plataforma flutuante concebida e construída para ser unidade de produção. O projeto básico foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes).

Esta plataforma está ancorada, desde março de 1994, em lâmina d'água de 910m, recorde mundial de ancoragem até então. Em junho daquele ano, teve início sua fase de produção, que já chegou a atingir a marca de 100 mil barris de óleo/ dia e 2 milhões de m<sup>3</sup> / dia de gás natural (ver Figuras 1.8 e 1.9).

A seguir são apresentados alguns dados relativos ao projeto da plataforma P-XVIII .

Dimensões da plataforma:

- Comprimento: 104m
- Largura: 89m
- Altura: 43,9m (da base até o convés superior).

Dados ambientais:

- Altura máxima de onda: 14,2 m
- Período da onda máxima: 12,1 s
- Altura significativa de onda ( $H_s$ ): 7,6 m
- Período de cruzamento zero: 9,2 s
- Velocidade de corrente na superfície: 1,91m/s

Movimentos da plataforma:

- Heave: 2,70m com período em torno de 21,2s
- Roll: 2,99° com período em torno de 65,3s
- Pitch: 2,42° com período em torno de 71,8s

Os conveses estão apoiados em quatro colunas com seção aproximada de 13x14m apoiadas sobre dois pontoons de 89m de comprimento, e seção transversal 9x16m, distantes entre si 27m, aproximadamente.

O sistema de ancoragem é do tipo convencional em catenária, formado por 8 linhas de ancoragem combinando amarras e cabos de aço.

Além do riser rígido em catenária de 10", destinado à importação de gás da plataforma P-26, a plataforma P-XVIII possui um sistema composto de 72 risers flexíveis A plataforma P-XVIII opera com 16 poços produtores de óleo e 12 poços injetores de água.



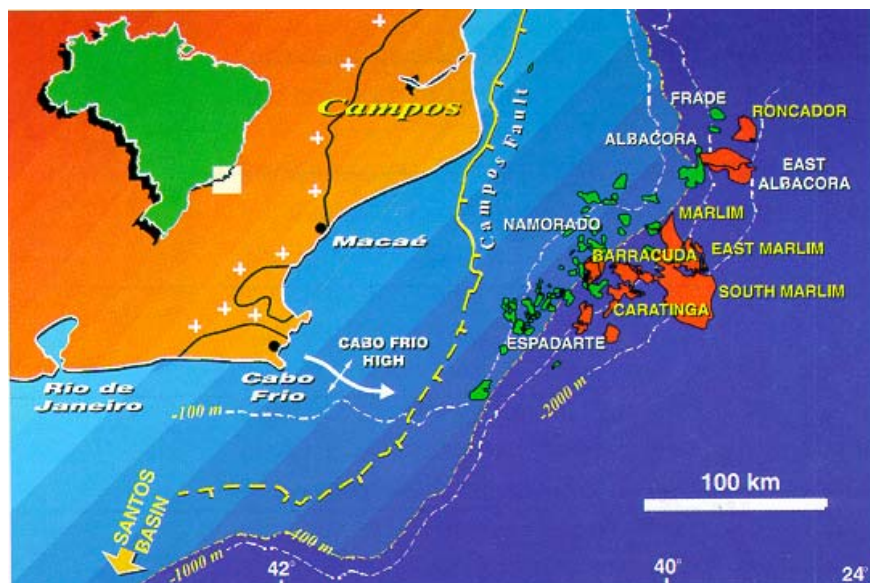


Figura 1-8- Localização do Campo de Marlim na Bacia de Campos

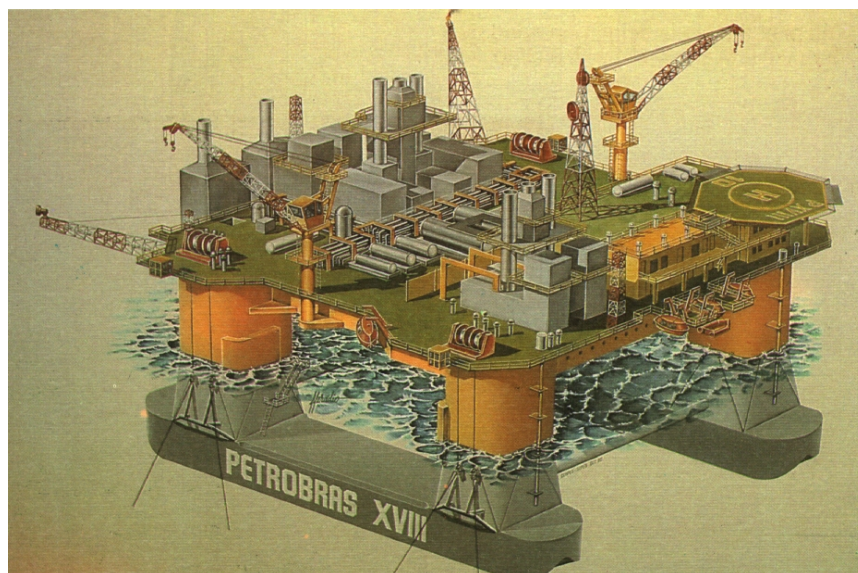
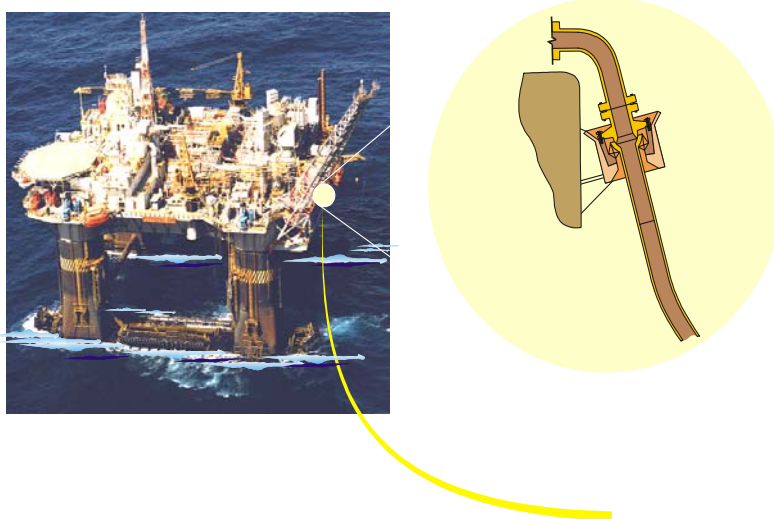


Figura 1-9- Plataforma P-XVIII



**Figura 1-10– Plataforma P-XVIII e a localização do Suporte do Riser Rígido**

## 2 Risers

### 2.1 Definição de um Riser

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

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

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

Como o riser deve ser capaz de resistir às forças estáticas e dinâmicas exercidas sobre ele, são aplicados na análise estrutural métodos para garantia da sua integridade na construção e na operação, o que representa não só a contenção da pressão do fluido como também a estabilidade global do riser.

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

- Vertical: é aplicada uma força de tração no topo com a finalidade de manter o riser sempre tracionado, evitando a sua flambagem.
- Catenária: na maioria dos casos não é aplicada força de tração no topo. As extremidades (topo e fundo) não estão no mesmo alinhamento vertical.
- Complexa: derivada da configuração em catenária, o riser assume uma geometria em forma de catenária dupla através da instalação de flutuadores ou bóias mantidas submersas com poitas(espécie de tirante). Abaixo encontra-se exemplo de uma poita.

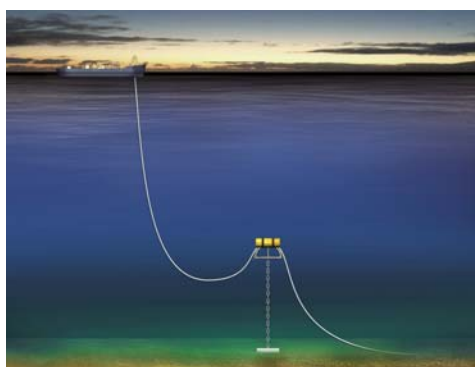
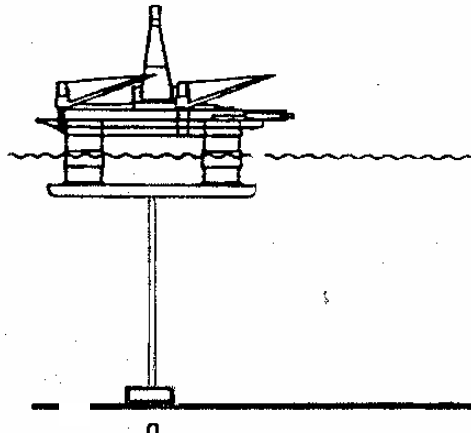
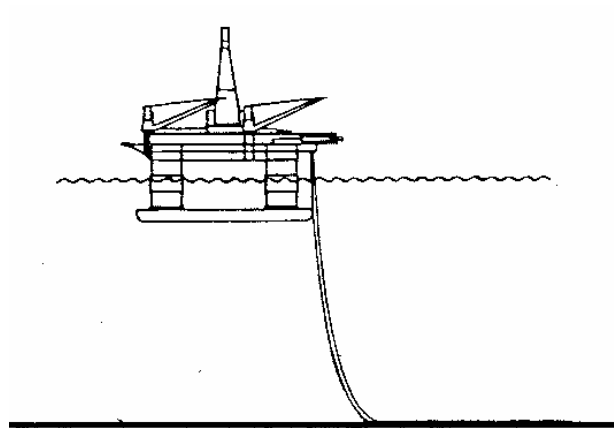


Figura 2-1– exemplo de poita

As Figuras 2.2, 2.3 e 2.4 à 2.7 mostram as três configurações apresentadas anteriormente.



**Figura 2-2– Riser com Configuração Vertical**



**Figura 2-3– Riser com Configuração em Catenária**

A principal configuração utilizada é a catenária livre (free hanging), conforme mostrado na figura 2.3, que se constitui na mais simples e barata. Existem, no entanto, outras configurações que podem ser empregadas que trazem o uso de elementos de flutuação como forma de aliviar peso e atenuar movimentos dinâmicos na região do fundo. As figuras abaixo exemplificam essas alternativas.

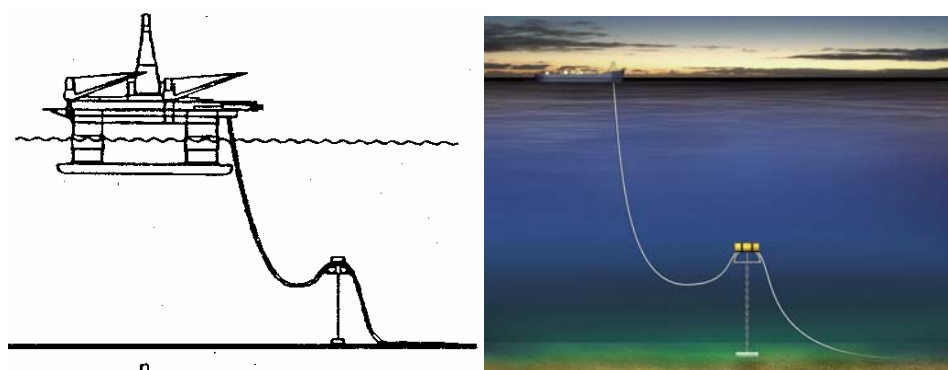


Figura 2-4- “Riser ” com Configuração Complexa - “Lazy S”

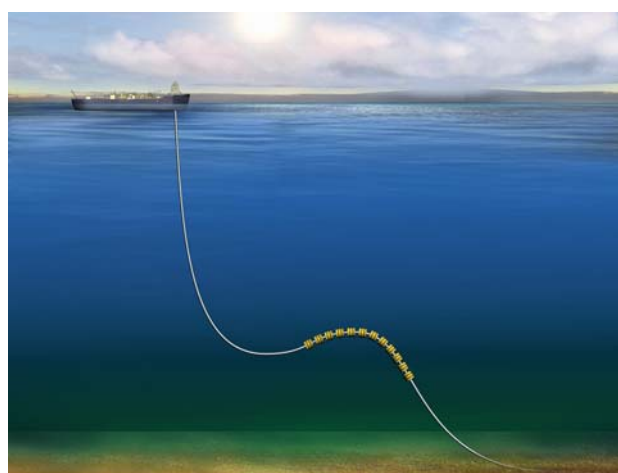
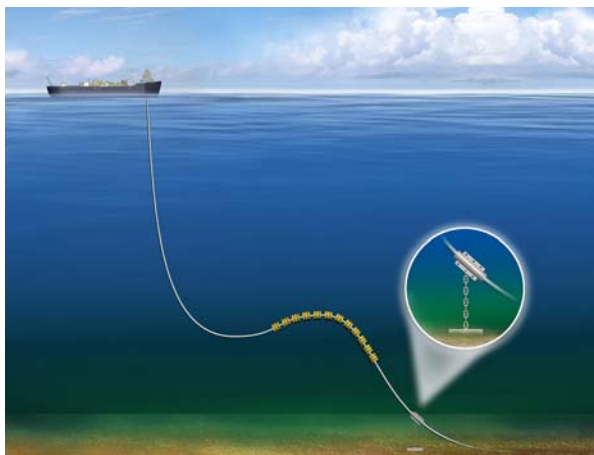
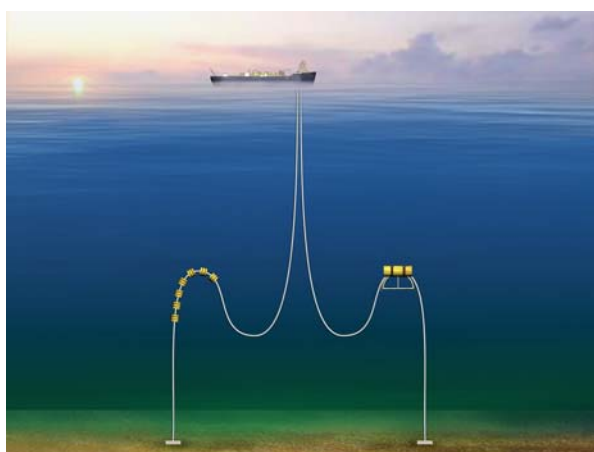


Figura 2-5- Configuração Lazy-Wave



**Figura 2-6– Pliant Wave**



**Figura 2-7– Configurações Steep-Wave(esquerda) e Steep-S (direita)**

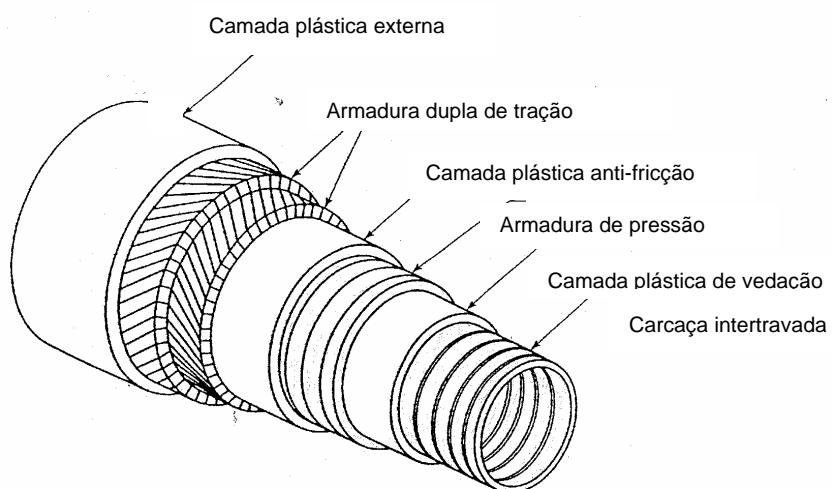
De acordo com o material utilizado em sua fabricação o riser de produção pode ser classificado em rígido ou flexível.

- Rígido: geralmente constituído de aço, mas poderia também ser de titânio ou compósitos; em geral é instalado na vertical em plataformas tipo TLP e spar buoy , na forma de catenária em lâminas d'águas profundas em plataformas tipo semi-submersível.
- Flexível: é em geral constituído de camadas de aço intercaladas com polietileno. As camadas de aço proporcionam flexibilidade ao riser, enquanto que as camadas de polietileno proporcionam estanqueidade, proteção contra corrosão e evitam a abrasão das camadas metálicas.

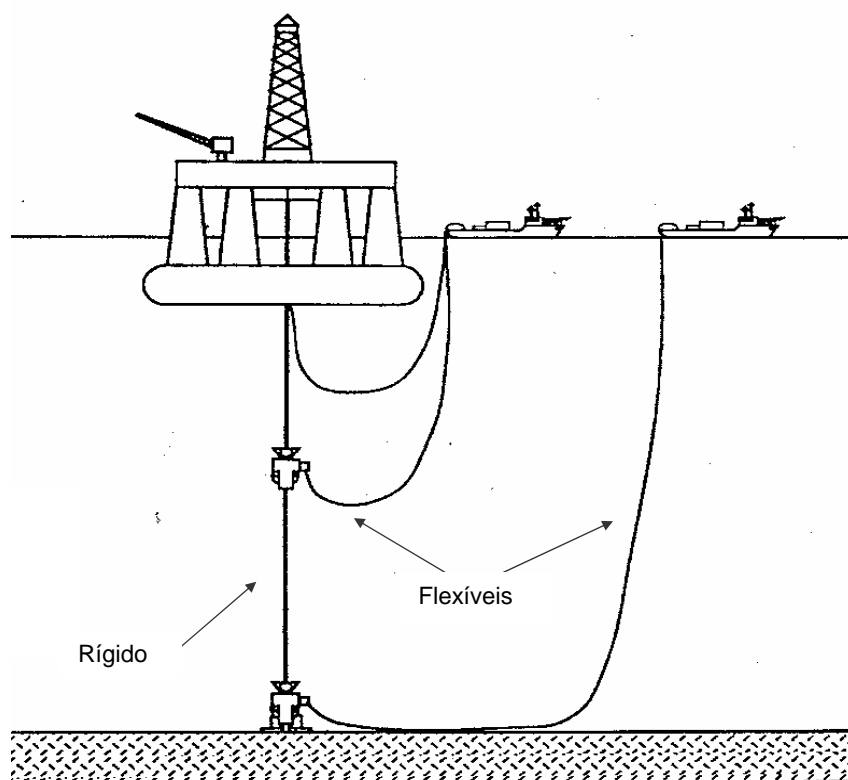
As Figuras 2.8 e 2.9 mostram respectivamente trechos de um riser rígido e um flexível e a Figura 2.10 exemplifica sua utilização.



**Figura 2-8– Trecho de um Riser Rígido de Produção.**



**Figura 2-9– Seção Transversal Típica de um Riser Flexível**



**Figura 2-10- Exemplo de Utilização de Risers Rígidos e Flexíveis**

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

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



## 2.2 Riser Rígido em Catenária

Um riser rígido em catenária (Steel Catenary Riser – SCR) é, portanto, um tubo constituído de aço que apresenta configuração em catenária, conforme pode ser visto na figura 2.11.

Risers deste tipo costumam ter o diâmetro suficientemente grande para acomodar a produção do fluido que irá ser transferido. Em virtude dos grandes esforços devidos ao momento fletor, deve-se dedicar atenção especial à junta da extremidade, em contato com a plataforma.

A Figura 2.11 mostra um riser rígido em catenária destinado à importação de fluido, conectado à plataforma no *pontoon*. Os momentos são aliviados no topo com o uso de uma junta tipo *flexjoint*, localizada numa base chamada de receptáculo.

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

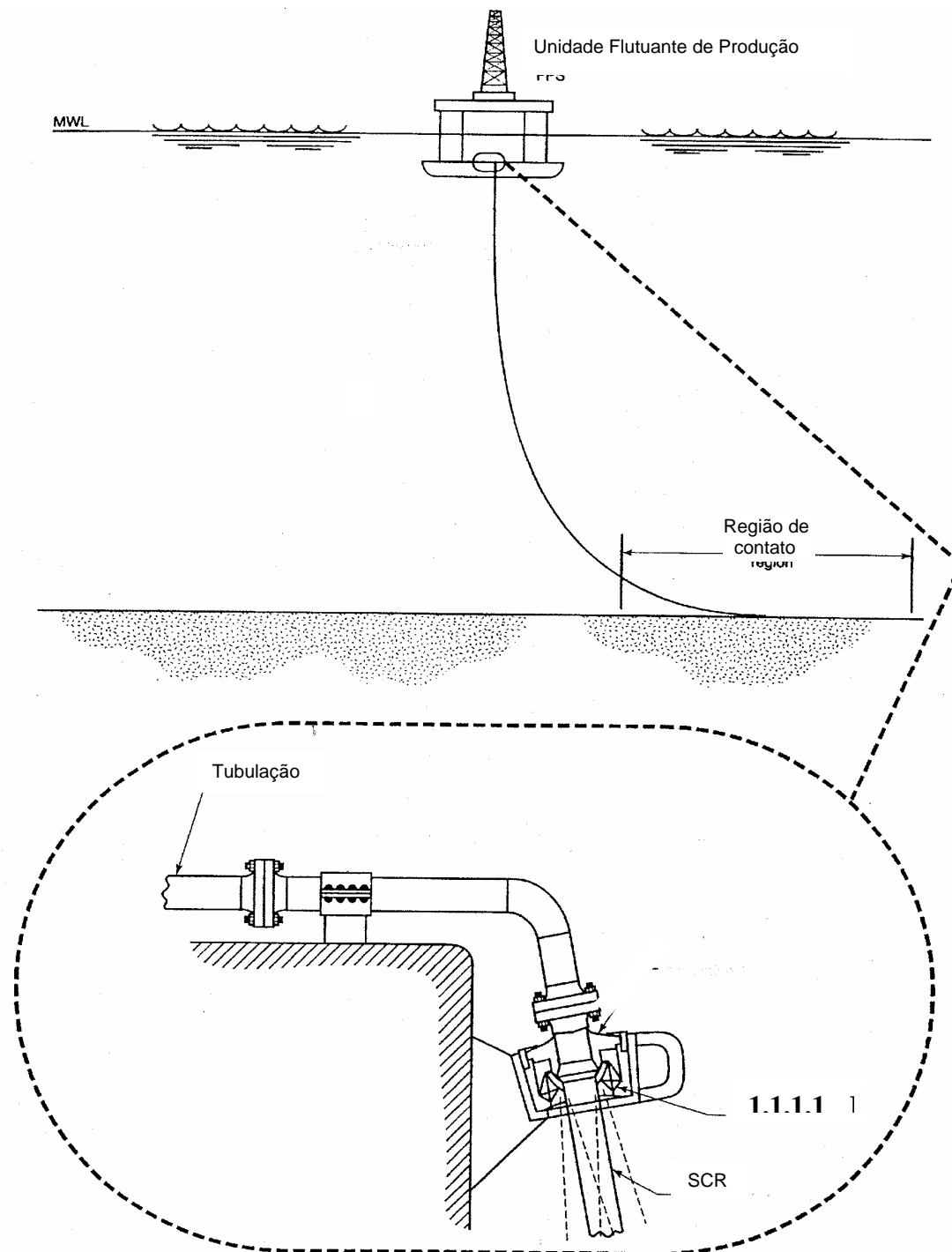


Figura 2-11- Riser Rígido em Catenária e sua Conexão à Plataforma

Na Figura 2.12, a seguir, é apresentado o posicionamento do riser rígido em catenária (SCR) na Plataforma P-XVIII.

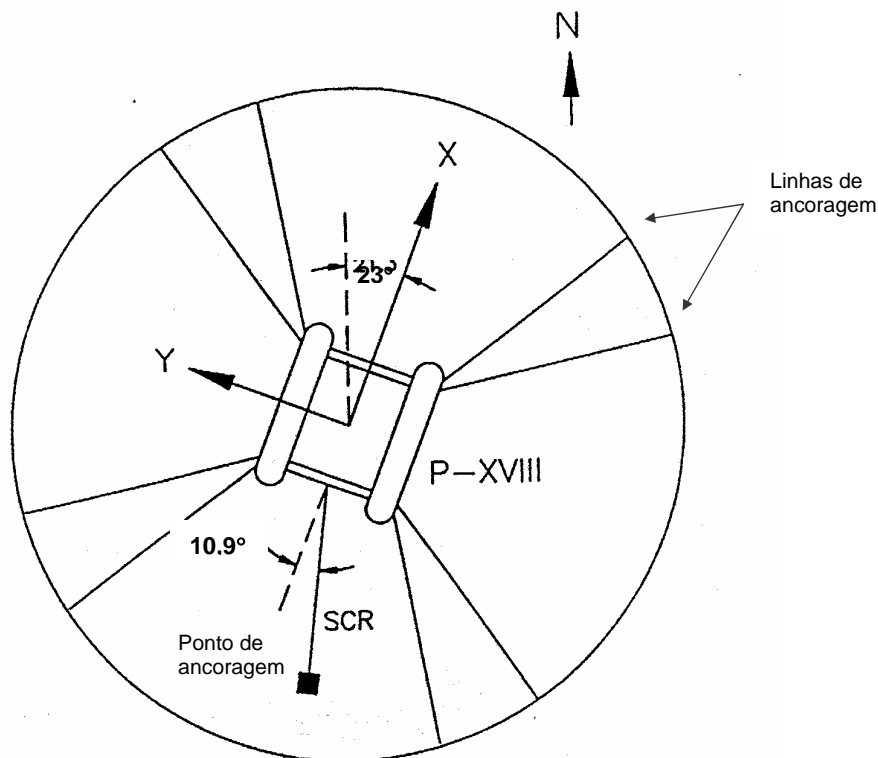


Figura 2-12– Posicionamento do SCR na Plataforma P-XVIII

### 2.3 Cargas Atuantes sobre o Riser

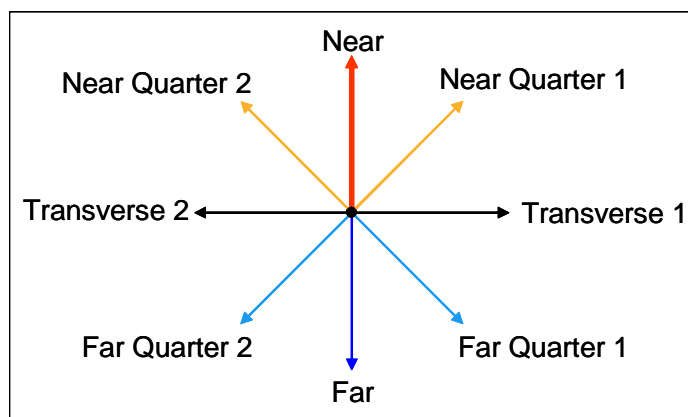
O carregamento atuante sobre um riser inclui, além do deslocamento lateral e vertical imposto no topo pelo corpo flutuante, ações de onda e corrente, pressão externa, pressão interna, peso próprio e tração no topo imposta por um equipamento tracionador para evitar compressão nas partes mais baixas do riser, evitando o risco de flambagem.

O estabelecimento dos casos de carregamento a serem considerados na verificação de uma linha flexível pode ser uma atividade complexa e que requer atenção do projetista de forma que sejam estabelecidas as condições mais críticas que o riser irá enfrentar quando instalado.

As análises de fadiga são normalmente realizadas empregando-se um conjunto de condições ambientais operacionais consideradas como sendo representativas de um ano típico de operação. Podem ser assumidos valores de direções e intensidades dos dados ambientais especificados pelos oceanógrafos, cobrindo uma larga faixa de direções e períodos sem uma preocupação grande com a relação entre as direções das condições ambientais e dos risers.

Nos casos de cargas extremas, os perfis de corrente, ventos e ondas, devem ser combinados para levar o riser à situação mais crítica que pode acontecer.

O offset (termo que representa o movimento estático da estrutura devido as cargas ambientais: correnteza, vento e onda) na plataforma altera a configuração do riser. As situações NEAR (o corpo flutuante se desloca na mesma direção e sentido do riser), FAR (o corpo flutuante se desloca na mesma direção e sentido oposto do riser), conforme pode ser visto mais adiante na figura 4.2, TRANSVERSE 1 (o corpo flutuante se desloca a 270 graus com a direção do riser para a direita, sentido do ângulo é anti-horário) e TRANSVERSE 2 (o corpo flutuante se desloca a 90 graus com a direção do riser para a esquerda), além do NEAR QUARTER 1,2 (que representam o movimento do corpo flutuante a 315 e 45 graus respectivamente com o sentido de se aproximar do riser) E FAR QUARTER 1,2 (que representam o movimento do corpo flutuante a 225 e 135 graus respectivamente com o sentido oposto do near quarter, ou seja, sentido de se afastar do riser) são assumidas no sentido de procurar resumir as situações possíveis. O sentido dos ângulos explicados no texto acima é o anti-horário e encontra-se melhor exemplificado na figura abaixo.



**Figura 2-13– Visão em planta / A direção da linha corresponde à seta vermelha**

O aproamento onda-plataforma é crítico e muitas vezes a direção mais crítica de onda não corresponde a uma das direções cardinais fornecidas pela Ocenografia. Algumas vezes são empregadas interpolações de dados de ondas ou assume-se que os dados de ondas valem para setores de +/- 22,5 graus em torno da direção nominal.

### **3 LEVANTAMENTO DO ESTADO DA ARTE E ANÁLISE CRÍTICA DA UTILIZAÇÃO DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS EM UNIDADES ESTACIONÁRIAS FLUTUANTES DE PRODUÇÃO**

A partir da abertura do setor brasileiro do petróleo, inúmeras empresas internacionais, tanto em associação com a PETROBRAS como independentemente, já estão operando em blocos de exploração em águas profundas e ultra-profundas na costa brasileira. Em decorrência destas atividades, estão ocorrendo descobertas significativas nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, entre outras.

As atuais atividades de exploração offshore pelos operadores internacionais apontam para a introdução de novas tecnologias no país. Um exemplo disto é a possibilidade da instalação de uma Spar Buoy (de acordo com a figura 1.4 f) no Campo de Frade na Bacia de Campos.

Consequentemente, pode-se antever a necessidade de regulamentar projetos de desenvolvimento da produção para o cenário brasileiro de águas profundas e ultra-profundas. Nesta regulamentação, os risers certamente merecem uma abordagem especial por serem um dos gargalos tecnológicos para produção em águas profundas.

#### **3.1 Cenário Mundial**

Na última década observou-se um rápido aumento do número de completações submarinas e de unidades estacionárias flutuantes para a produção de petróleo offshore. Estes desenvolvimentos submarinos fazem intenso uso de dutos para o transporte de hidrocarbonetos das cabeças dos poços para as facilidades centrais de processamento, para a exportação dos fluidos processados e para a injeção de produtos químicos e água em poços de petróleo. O trecho suspenso do sistema de transporte, que faz a ligação entre o solo marinho e a unidade flutuante, é denominado riser. Enquanto que a Shell bateu sucessivos recordes de profundidade utilizando o sistema de completção seca, inicialmente com jaquetas e posteriormente com TLPs, os sucessivos recordes da PETROBRAS foram obtidos utilizando o sistema de completção molhada, instalado em semi-submersíveis de produção e FPSOs [39]. No caso da completção seca, utilizam-se basicamente risers rígidos verticais metálicos, enquanto que na completção molhada utilizam-se preferencialmente risers flexíveis, os quais são bem mais complexos e mais caros do que os risers metálicos [27].

À medida que se caminha para águas mais profundas, o riser de produção torna-se um elemento crítico para o sucesso do empreendimento offshore, entendido no contexto de um projeto economicamente viável, associado a riscos aceitáveis quanto à integridade estrutural e proteção ambiental. Os risers flexíveis são especialmente projetados para acomodar grandes movimentos, porém com o aumento da profundidade, os risers rígidos em catenária atingem flexibilidade suficiente para também serem considerados como uma alternativa economicamente atrativa.

Nos sistemas de completção seca mais complexos para águas profundas, tipo TLP [1,41] e Spar-buoy [36], prevê-se a utilização simultânea de risers rígidos metálicos verticais, riser rígidos em forma de catenária e risers flexíveis. Existem ainda sistemas bastantes complexos [3,23,35], onde os risers homogêneos são substituídos por risers mistos: parte flexível e parte em aço ou parte

em aço e parte em titânio. Pesquisas mais recentes visam a utilização de fibras de carbono e de outros materiais compósitos, em substituição ao aço ou em substituição a algumas camadas de risers flexíveis [23,34,37,38].

Dada a importância que os risers atingiram dentro da indústria offshore, as principais instituições tem recentemente emitido recomendações específicas para cada tipo de riser, sendo que para o caso específico de risers de produção tem-se: API [7,8,10], ABS [12] e DnV [13,14,15].

O conjunto de recomendações destas instituições mantém uma grande semelhança na maioria dos itens, mas apresentam algumas diferenças em outros o que de certa forma reflete a rapidez no desenvolvimento tecnológico nos diversos pontos de interesse nesta área. Uma das maiores diferenças entre a DnV e API está na filosofia de projeto. Enquanto que a API trabalha com a filosofia WSD (Work Stress Design – tensões admissíveis), utilizando a tensão de Von Mises, que permite a plastificação de uma única fibra, sendo mais conservador. A DnV trabalha com a filosofia LRFD (Load Resistance Factor Design – coeficientes parciais de segurança), utilizando de um coeficiente adimensional para comparar a tensão existente com a tensão admissível, A DnV permite que toda a seção transversal do riser plastifique fazendo mais uso do material, penalizando menos no que diz respeito ao parâmetro de resposta observado.

### **3.2 Cenário Brasileiro**

Até agora a notável escalada da tecnologia brasileira para águas profundas teve como motivação e exclusivo pano de fundo a operação da PETROBRAS na descoberta e desenvolvimento dos campos, alguns gigantes, por ela descobertos na Bacia de Campos.

Desta forma, no caso brasileiro, em águas profundas e ultra-profundas, o sistema é todo de completação molhada, sendo utilizadas preferencialmente linhas flexíveis. Segundo o que foi apresentado na OTC (Offshore Technology Conference) 2001 [23], existiam aproximadamente instaladas no Brasil 2223 Km de linhas flexíveis funcionando como risers ou como flowlines. Nesta publicação faz-se ainda uma interessante descrição histórica do caso brasileiro, enfatizando os diversos recordes conseguidos pela PETROBRAS utilizando o sistema de completação molhada.

No Brasil, considerando que as condições ambientais da Bacia de Campos são mais amenas do que as do Golfo do México, a PETROBRAS conseguiu instalar o primeiro SCR numa plataforma semi-submersível de produção em substituição a um riser flexível [2,3].

Atualmente, a PETROBRAS pretende instalar um SCR em um FPSO, por tratar-se de uma opção economicamente atrativa, porém ela tem se defrontado com o problema dos FPSOs apresentarem movimentos de heave, pitch e roll bem mais acentuados do que as plataformas semi-submersíveis de produção. Outras alternativas encontram-se em estudo, como a utilização de sistemas mistos [3,23,35].

### **3.3 Análise Crítica**

Em relação aos requisitos estruturais dos risers projetados para grandes profundidades, se assistiu, ao longo da última década, a adaptação da tecnologia disponível para atender a crescente demanda nesta área. Todavia, vários gargalos técnicos tem sido apontados pelos especialistas para profundidades superiores a 1500 metros, fazendo com que esta seja a referência comumente aceita

como desafio aos limites da tecnologia vigente. Isso é válido tanto para os dutos rígidos como para os flexíveis. Em ambos os casos, a obtenção de uma maior robustez estrutural, acarreta um aumento proporcional do peso, causando problemas na instalação.

Estas e várias outras questões relativas às fases de projeto, fabricação, instalação, manutenção, inspeção e reparo devem ser objeto de estudos para a viabilização de sistemas de risers para águas ultra-profundas (profundidades superiores a 1500 metros).

É importante acrescentar também que, após a realização das duas primeiras rodadas de licitações pela ANP, várias operadoras – notadamente internacionais – obtiveram blocos de concessão exploratória, tanto nas águas profundas da Bacia de Campos como nas Bacias de Santos, da Foz do Amazonas, da Potiguar e do Espírito Santo. Seja, pelo interesse demonstrado por essas concessionárias, seja pelas próprias características geológicas intrínsecas destas novas áreas, é lícito prever a ocorrência de novas e importantes descobertas em águas profundas brasileiras a curto e médio prazos.

Da análise deste contexto conclui-se que a indústria petrolífera brasileira e os seus numerosos operadores certamente investirão cada vez mais nos sistemas de produção em águas profundas, fazendo com que a produção de petróleo do subsolo brasileiro continue concentrada preponderantemente no mar através dos sistemas flutuantes.

Considerando, no entanto, a complexidade tecnológica, os elevadíssimos custos e os importantes riscos inerentes a esses sistemas, torna-se imperioso reavaliar os procedimentos futuros de mais esta escalada nas fronteiras de águas profundas, a responsabilidade dos seus diversos atores e o papel da agência reguladora, visando os interesses da sociedade e o desenvolvimento nacional.

À medida que se avança para a exploração em águas cada vez mais profundas, a viabilização do sistema de risers adquire uma importância cada vez maior. Para águas consideradas ultra-profundas (SWL > 1500 metros) os risers de produção representam o maior desafio tecnológico dentro da área offshore o que os coloca na condição de “gargalo tecnológico da indústria offshore”.

Novas concepções estão sendo analisadas e novos materiais estão sendo pesquisados por diversas empresas, instituições, universidades e centros de tecnologia com o objetivo de superar tais dificuldades e de fornecer uma resposta que seja viável sob o ponto de vista técnico e econômico [3,21,23,35].

## **4 PRINCIPAIS ASPECTOS DA ANÁLISE DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS PARA ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRA-PROFUNDAS**

### **4.1 Introdução**

Neste item procura-se relacionar os pontos mais importantes para efetuar a análise estrutural de risers rígidos e flexíveis conectados a um corpo flutuante. Na análise estrutural de um riser, a análise de esforços e deslocamentos ao longo do mesmo é denominada *análise global*. Por outro lado, a verificação estrutural de cada seção (ou camada) de um riser é denominada como *análise local*.

A linha flexível é uma estrutura composta que apresenta, como principal característica, baixa rigidez à flexão [7]. Na publicação [25], é apresentado o resultado de um amplo estudo patrocinado por diversas empresas petrolíferas com o objetivo de elucidar vários aspectos importantes do comportamento complexo de linhas flexíveis e de fornecer subsídios para as instituições que emitem as recomendações para a indústria offshore tais como: API, DnV, ABS, BV, etc. Na publicação [45] foram apresentados, de uma forma resumida, os recentes resultados dos desenvolvimentos objetivando a qualificação de risers flexíveis em águas profundas.

O primeiro riser rígido em forma de catenária SCR foi instalado pela Shell no Golfo do México na TLP de Auger [1,41,42]. Tal conceito foi possível de ser utilizado no Golfo do México pelo fato de que a TLP apresenta pequenos movimentos de heave, pitch e roll.

Como no Brasil as condições ambientais da Bacia de Campos são mais amenas do que as do Golfo do México, a PETROBRAS conseguiu instalar o primeiro SCR numa plataforma semi-submersível de produção em substituição a um riser flexível [2,3,26].

A utilização de um SCR em um FPSO é bastante atrativa, porém defronta-se com o problema dos FPSOs apresentarem movimentos de heave, pitch e roll bem mais acentuados do que as plataformas semi-submersíveis de produção. No estágio atual, verifica-se que a utilização de risers rígidos em FPSOs será possível desde que se empreguem flutuadores intermediários como forma de amenizar os efeitos dinâmicos.

No projeto e verificação de risers rígidos e flexíveis são necessárias as seguintes análises para cada profundidade e tipo de unidade flutuante de produção:

- Análise do colapso hidrostático [16,21] e do colapso propagante (SCR e pipelines) [17-20]. Estes tipos de verificações tornam-se críticos à medida que se caminha para águas ultra-profundas, tornando-se na maioria dos casos os fatores limitantes, obrigando ao projetista à pesquisa de novas concepções, tais como utilização materiais compósitos diferentes (fibras de carbono) [27] no caso de risers flexíveis e de titânio[28] ou *pipe in pipe* no caso dos risers de aço[29];
- Análise de movimentos das unidades flutuantes para obtenção das séries temporais dos deslocamentos a serem impostos no topo dos risers;
- Análises estáticas dos risers para levantamento de valores médios de deslocamentos, raios de curvatura e esforços;
- Análises dinâmicas determinísticas para determinação de parâmetros de projeto de acordo com critérios determinísticos de normas;
- Análises dinâmicas aleatórias para obtenção de valores máximos extremos da resposta de deslocamentos e de esforços e para a determinação de parâmetros de projeto de acordo com os critérios probabilísticos das normas [30];
- Análises de vibrações induzidas por vórtices para verificação da necessidade de uso de supressores [2,26];
- Avaliação dos danos acumulados de fadiga e determinação da vida útil [31].

A seguir serão abordados os tópicos referentes as análises global e local de risers rígidos e flexíveis.



## 4.2 Análise Global de Risers Rígidos e Flexíveis

Uma importante fase no projeto dos risers de um sistema flutuante de produção é análise dinâmica global. Neste tipo de análise são obtidos os deslocamentos e esforços globais que atuam ao longo das seções de um riser (rígido ou flexível) nas diversas condições ambientais que a unidade deverá suportar durante a sua vida útil.

Os resultados de uma análise global combinados com a análise local de tensões de um riser, seja ele flexível ou rígido, são utilizados para verificação de fadiga e dos estados limites extremos de projeto. No riser rígido a análise global é suficiente, já no riser flexível tem que ter a combinação de carregamento atuante nas camadas, para isso é necessário a análise local.

Numa análise global, o riser é geralmente modelado através do método dos elementos finitos utilizando-se elementos de pórtico espacial e a interação com o solo marinho (atrito e rigidez) é representada por molas não-lineares. Os principais carregamentos atuantes sobre estas estruturas são o peso próprio, peso do fluido interno, efeitos hidrodinâmicos devidos à onda e à corrente e, principalmente, os movimentos impostos aos mesmos pela unidade flutuante (ver Fig. 4.1).

O carregamento hidrodinâmico devido à ação da onda e corrente é geralmente representado pela Eq. de Morison [32]. Em águas profundas, como o efeito da onda se restringe a poucos metros ( $\pm 100\text{m}$ ) abaixo da superfície do mar, geralmente somente o efeito da corrente é considerado, o efeito da onda sobre os risers é geralmente desprezado, exceto para análise de fadiga.

Os movimentos impostos pelo corpo flutuante são obtidos através de uma análise de movimentos do mesmo onde, geralmente, os risers são simplificados modelados através de molas não-lineares e cargas equivalentes. Os movimentos do flutuante são as principais fontes de excitação para os risers. Os movimentos no plano horizontal (surge e sway) são principalmente compostos pelos movimentos estáticos e de baixa frequência (alto período  $> 250\text{s}$ ) da unidade flutuante e suas amplitudes se situam na faixa de 1% a 15% do valor da lâmina d'água. O movimento no plano vertical (heave) é basicamente composto por frequências na faixa do espectro das elevações do mar e a sua amplitude depende muito do tipo de unidade flutuante.

Devido ao efeito dinâmico dos carregamentos e as várias fontes de não-linearidades presentes, o tipo de análise geralmente utilizado no projeto de risers é análise dinâmica não-linear no domínio do tempo [33].

Dependendo do critério de projeto adotado, estas análises podem ser de caráter determinístico ou aleatório. No primeiro caso, o comportamento do mar, para uma dada condição ambiental, é representado por uma única onda determinística ou também chamada "onda de projeto". Para a análise do riser, este comportamento é modelado por um movimento harmônico do corpo flutuante. No segundo caso, as elevações da superfície do mar são representadas por um espectro de energia e a análise neste caso é chamada de "análise espectral". Para a análise do riser, este comportamento é modelado por um movimento irregular do corpo flutuante composto de várias frequências [25,32].

A principal diferença que ocorre na análise de risers rígidos e risers flexíveis está relacionada com as propriedades físicas dos mesmos, i.e., rigidez axial, flexional e torsional. Para um riser de aço estas propriedades são facilmente definidas, porém, para um riser flexível não se pode dizer o mesmo. Neste último, as propriedades físicas são diretamente relacionadas à constituição interna dos mesmos (número de camadas, ângulo das armaduras de tração, etc.). Desta

forma, ou são empregados valores fornecidas pelo fabricante do produto ou são utilizados modelos numéricos específicos [4] para obter as propriedades físicas de um riser flexível. Geralmente parti-se do data-sheet, pois é necessário também conhecer o raio de curvatura “RC” admissível.

Deve-se observar que além dos tópicos mencionados anteriormente, existem outros fatores que influenciam diretamente no comportamento dinâmico de um riser instalado numa unidade flutuante:

- a) Ângulo de topo
- b) Configuração de instalação

O ângulo de topo é o ângulo de instalação que o riser faz com a vertical no ponto de conexão com a unidade flutuante (ver Fig. 4.1) e a configuração de instalação se refere à forma geométrica que o riser assume depois de instalado. A configuração é basicamente definida pelo número de flutuadores empregados. Os flutuadores são utilizados para amenizar os efeitos dinâmicos sobre os risers, porém eles tornam a instalação de um riser mais difícil e também mais cara. A Fig. 4.3 apresenta as configurações típicas para risers flexíveis. Os SCRs existentes foram instalados na forma de catenária livre, porém, a configuração lazy-wave também vem sendo estudado para casos onde a unidade flutuante é um FPSO.

Dependendo da orientação relativa entre o riser e a direção do condição ambiental, as condições típicas de análise de um riser se caracterizam em:

- a) *Far* (afastamento)
- b) *Near* (aproximação)
- c) *Cross* (cruzamento)

Na condição “*Far*” (ver Fig. 4.2) o movimento lateral do topo do riser está contido no plano da catenária, porém afastando o topo ainda mais da extremidade. A condição “*Near*” corresponde exatamente ao oposto da condição “*Far*”. Qualquer outra condição em que o movimento do topo ocorra numa direção fora do plano da catenária é caracterizada por uma condição “*Cross*”. Devido ao grande número de risers geralmente instalados numa unidade flutuante, para uma mesma condição ambiental de carregamento é possível observar risers nas três condições acima citadas.

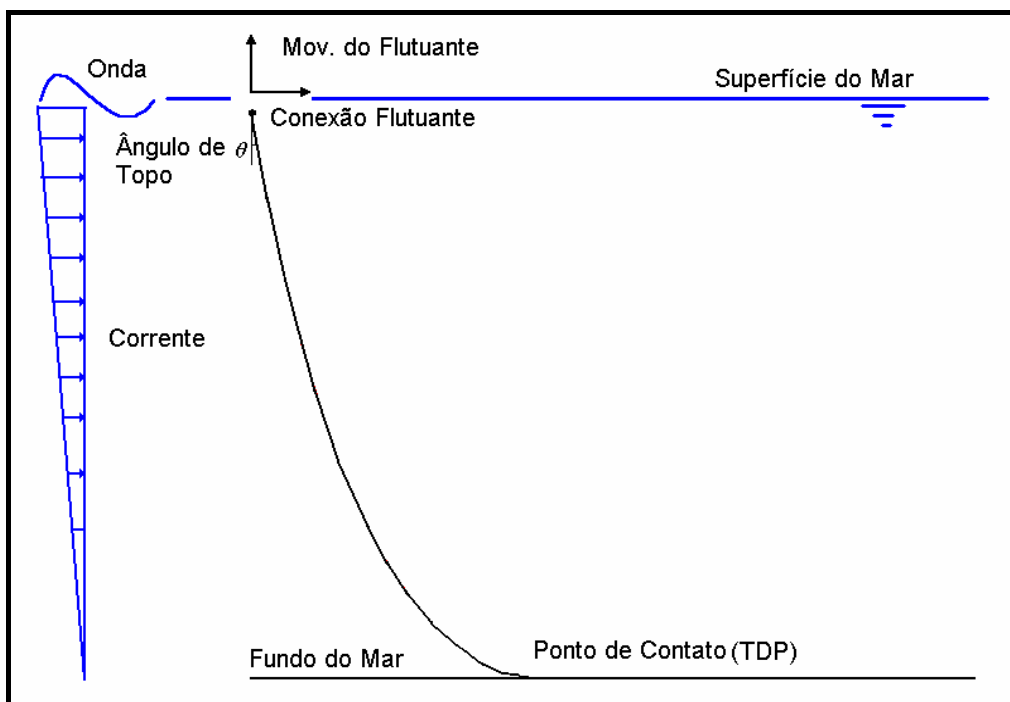


Figura 4-1– Riser na Configuração Catenária Livre

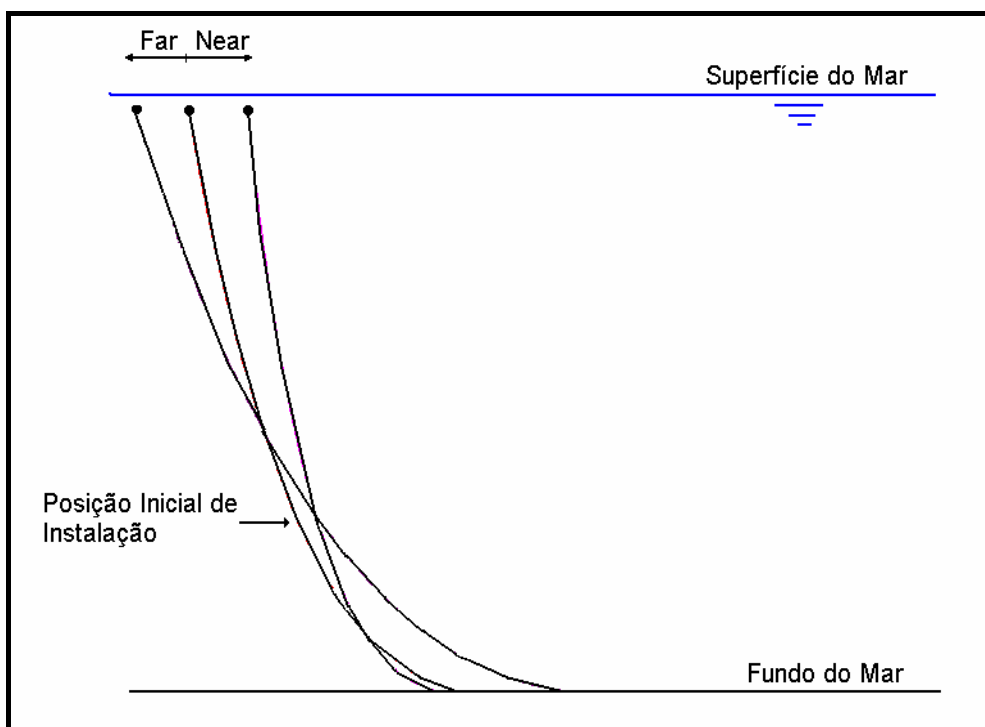


Figura 4-2– Posições Far e Near

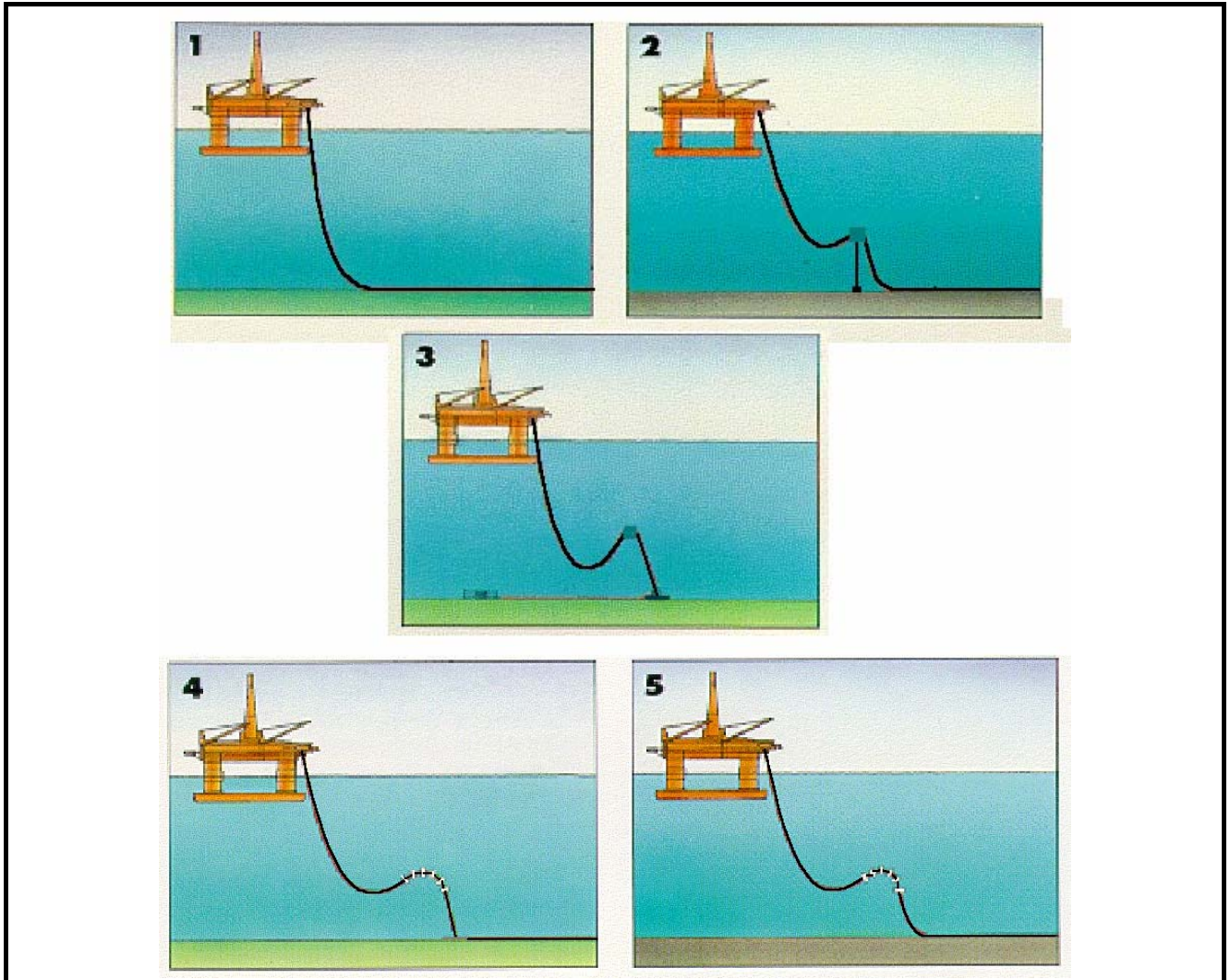


Figura 4-3– Configurações de instalação de risers flexíveis: 1) catenária livre, 2) lazy-s; 3) steep-s; 4) steep-wave; 5) lazy-wave

### 4.3 Principais Aspectos da Análise Local de um Riser Flexível

Uma das situações críticas nos risers flexíveis para águas profundas e ultra-profundas ocorre no lançamento, devido aos efeitos de “*crush*” e “*squeeze*” [4,5,6,7,25].

O efeito de “*crush*” ocorre pela compressão radial do riser flexível pelas sapatas [4] a fim de resistir ao peso da parte submersa do riser durante a fase de lançamento. Os esforços de tração devido ao peso da parte submersa do riser também provocam o efeito de “*squeeze*” que tende a produzir a flambagem da carcaça intertravada.

Combinações de esforços de tração, flexão e pressão interna ao longo da vida útil de um riser flexível devem ser analisadas para verificação de fadiga e de tensões excessivas nas camadas internas que o constitui.

Propriedades físicas (rigidez axial EA, rigidez flexional EI e rigidez torsional GJ) para análise global de risers flexíveis nem sempre são disponíveis. Conhecendo-se a constituição interna de um riser flexível e utilizando-se uma análise local é possível determinar tais propriedades [4].

Em síntese, para o caso de risers flexíveis, análises locais tridimensionais de trechos de risers pelo método dos elementos finitos, levando em consideração as não-linearidades física, geométrica e de contato entre as camadas, devem ser realizadas com as seguintes finalidades:

- Levantamento dos parâmetros de rigidez para análise global;
- Verificação estrutural (fadiga e tensões extremas) das diversas camadas do riser em condições de operação da plataforma;
- Análise de tensões internas no processo de instalação da linha flexível (*crush* e *squeeze*).

### 4.4 Principais Aspectos da Análise Local de um Riser Rígido: - Análise do Colapso Hidrostático e do Colapso Propagante de um Riser Rígido de Aço (SCR)

As análises do colapso hidrostático e do colapso propagante em SCR e pipelines tornam-se críticas à medida que se avança para águas ultra-profundas. As principais características que devem ser levadas em consideração na análise do colapso hidrostático e do colapso propagante, são relacionadas a seguir:

1. diâmetro externo
2. espessura
3. tensão de escoamento
4. tipo de fabricação
5. tipo de instalação
6. defeitos de fabricação
7. ovalização
8. nível esperado de corrosão
9. moosa inicial ocorrida acidentalmente

É importante observar que os quatro últimos itens relacionados anteriormente pressupõem um nível de incerteza que deve ser avaliado através de uma análise de confiabilidade e risco[40].

O objetivo principal das análises de colapso hidrostático e de colapso propagante é a determinação das respectivas pressões críticas de colapso. As expressões disponíveis na literatura para a determinação da pressão crítica do colapso hidrostático são o resultado de modelos teóricos/experimentais que procuram levar em consideração as características descritas anteriormente e os efeitos da interação com os demais esforços que o tubo está submetido. Nas publicações [16],[43] e [44] são apresentadas as principais formulações na área de colapso hidrostático de tubos, e a partir de uma análise crítica das principais variáveis envolvidas, são destacados os principais problemas e as principais diferenças entre as diversas formulações. Em resumo, pode-se afirmar que para grandes valores da relação diâmetro/espessura ( $D/e > 30$ ), a ruptura ocorre preferencialmente no modo elástico, perfeitamente previsível por modelos teóricos desenvolvidos a partir da teoria da elasticidade. Nestas condições, a ruptura ocorre de uma forma independente da tensão de escoamento.

Para valores baixos de  $D/e$  ( $< 15$ ), o colapso hidrostático ocorre para valores bem inferiores ao do modo elástico e está associado a um grau substancial de deformação plástica, o que implica que deve-se necessariamente levar em consideração o valor da tensão de escoamento, o tipo de fabricação e os possíveis defeitos iniciais, já que estes passam a ser determinantes no valor limite. Neste caso, as formulações existentes tem uma forte contribuição dos resultados experimentais.

Praticamente todos os SCRs enquadram-se nesta segunda categoria, o que implica que cuidados especiais tenham que ser tomados na análise do colapso hidrostático na fase inicial do projeto. Desta forma, segundo a publicação [44], para águas ultra-profundas recomenda-se a utilização de aços de alta resistência (X80, X100 e X120), cujas fabricações estão limitadas a um número restrito de empresas.

O colapso propagante pode ocorrer devidos a vários problemas tanto durante a instalação quanto durante a operação [17,20]. Por exemplo, durante a instalação, pode ocorrer uma perda de tração afetando a resistência à flexão e uma possível deformação plástica inicial que pode se propagar. Podem ainda ocorrer acidentes causados por impacto de objetos, como por exemplo equipamentos caídos de plataformas que podem provocar uma moessa inicial que pode se propagar. Outro problema, pode ser causado pelo impacto com uma âncora. A propagação do colapso ocorre a partir deste defeito inicial, sempre que a diferença entre as pressões externas e interna for maior que o valor crítico da pressão propagante que é determinado por expressões tipicamente experimentais.

Kyriakides [17,18,19,20], responsável por um grande número de experimentos nesta área, contribui significativamente para o estabelecimento das principais expressões disponíveis na literatura e utilizadas por instituições como API, ABS e DnV. O valor da pressão crítica de propagação é sempre inferior ao da pressão crítica do colapso propagante. Nos casos práticos este valor gira em torno de 40%. Devido a este motivo, na impossibilidade de se tomar outras medidas de reforço estrutural, o colapso propagante passa a ser o principal fator dimensionante de um SCR para lâminas de águas ultra-profundas.

A única forma de superar este problema, sem acréscimo da espessura, aumento da tensão de escoamento, ou a diminuição do diâmetro, é a utilização de elementos adicionais que impeçam a propagação iniciada por um defeito inicial [22], limitando o acidente a um comprimento restrito. Este elementos são conhecidos por “*buckle arrestors*” [18,19,20,29]. O dimensionamento destes

elementos segue recomendações teóricas/experimentais. Naturalmente, devido às dificuldades de fabricação destes elementos adicionais, e/ou dificuldades de instalação que podem implicar em acréscimos consideráveis de custo, o projetista deve sempre que possível evitar a utilização destes elementos adicionais.

Um fato importante a ser ressaltado, é que o nível de risco neste caso pode ser avaliado, já que os principais acidentes que levariam ao colapso propagante, tem maior probabilidade de ocorrência durante o processo de instalação de um SCR. Tomando por base este fato, a empresa pode assumir parte destes riscos em função de procedimentos internos e experiências anteriores.

As principais recomendações em relação ao colapso hidrostático e ao colapso propagante estão abaixo relacionadas:

- API RP 1111 (1999) [8] (pipelines)
- API RP 2<sup>A</sup> - WSD (2000) [9] (jaquetas)
- API RP 2RD - WSD (1998) [10](risers)
- API RP 2T - WSD (1998) [11] (TLPs)
- ABS - WSD (2000) [12] (Pipeline Systems and Risers)
- DnV – OS-F101 (2000) [13] – Pipelines
- DnV – OS-F101 (1999) [14] – Corroded Pipelines
- DnV – OS-F201 (2001) [15] – Risers

## **5 ANÁLISE ESTRUTURAL DE RISERS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS PARA ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRA-PROFUNDAS**

### **5.1 Introdução**

Dentro dos objetivos deste trabalho está previsto um estudo com a finalidade de estabelecer valores típicos de projeto, bem como a viabilidade técnica, para risers rígidos (SCR) e risers flexíveis instalados em unidades flutuantes de produção operando em águas profundas. No estudo foi considerado a profundidade de lâmina d'água: 1800 m.

Para o exemplo1 deste projeto(scr configuração lazy-wave) é considerada a seguinte unidade estacionária de produção:

- Semi-Submersíveis;

Neste capítulo são analisados um riser rígido (SCR) na profundidade de 1800m, de acordo com o exemplo 1 , que encontra-se no final deste trabalho.

O riser rígido foi investigado com relação à situação de cargas extremas e fadiga. A fadiga em risers flexíveis, mesmo utilizando dados de análise bastante conservadores, não tem se mostrado um fator limitante de projeto para os mesmos. Entretanto, este tipo de análise não foi realizado neste trabalho.

## 5.2 Principais Características dos Risers Rígidos (SCRs)

Tomou-se como cenário para a análise estrutural dos risers as locações de águas ultra profundas da costa brasileira (Bacia de Campos). Foi considerada a possibilidade do exemplo 1 (que encontra-se no final deste projeto) para configuração de instalação: scr em lazy wave.

As análises foram realizadas de acordo com as diversas recomendações de projeto API, ABS e DnV [7, 12-15] de tal forma a permitir a elaboração de uma análise crítica da viabilidade técnica da utilização destes risers.

### 1) Riser Rígido de Aço (SCR) para 1800 m de lâmina d'água:

Diâmetro externo (D):	18"
Espessura (e):	1.12"
Relação D/e:	16.07
Fluido interno:	9.0 kN/m <sup>3</sup>
Tipo de aço:	X65
Módulo de Elasticidade:	2.07 E+08 kN/m
Ângulo de topo:	10 °

## 5.3 Análise de Colapso Propagante e Hidrostático do Riser Rígido (SCRs)

### 5.3.1 Análise de Colapso Propagante

Para verificação do colapso propagante do SCR lazy-wave do exemplo 1 deste trabalho foram utilizadas as seguintes normas:

API RP 1111 (1999) [8] (pipelines)  
API RP 2RD - WSD (1998) [10](risers)  
ABS - WSD (2000) [12] (Pipeline Systems and Risers)  
DnV – OS-F101 (2000) [13] – Pipelines  
DnV – OS-F201 (2001) [15] – Risers

**Sobre as recomendações utilizadas são feitos os seguintes comentários:**

- 1) A DnV [13] leva em consideração o processo de fabricação. Apesar de utilizar a mesma formulação, a ABS [12] não considera este fato para o colapso propagante, limitando a sua utilização somente para o colapso hidrostático. Existe uma controvérsia entre os pesquisadores neste sentido, o que levou a estas duas instituições a adotarem estratégias diferentes;
- 2) Tanto a DnV [13] quanto a ABS [12] sugerem a redução da pressão crítica em função da redução de espessura decorrente da corrosão;



- 3) Na formulação de Kyriakides [18], é levado em consideração o módulo de elasticidade plástico de tal forma a obter-se um melhor ajuste aos resultados experimentais.

Considerando-se somente a ação da pressão externa de 18 Mpa (caso mais conservativo), os resultados obtidos para o caso de 1800m de lâmina d'água são apresentados nas Tabelas 5.1.(o cálculo da pressão crítica para o colapso propagante encontra-se em anexo no fim deste projeto).

Nº	Recomendação	Pressão Crítica Propagante (Pp) (Mpa)	Pp/Pext	Valor Recomendado
1	API RP 2RD [10]	13.83	0.77	1.39
2	API RP 1111 [8]	13.83	0.77	1.25
3	ABS - WSD [12]	14.83	0.82	1.39
4	DnV – S-F101 [13]	12.6 (Kfab=1*)	0.7	1.33
5	Shell	15.108	0.84	-----
6	Kriakides [18]	14.052	0.8	-----
Obs.) * processo de fabricação “seamless”; ** processo de fabricação UO & TRB; *** processo de fabricação UOE				

**Tabela 5-1– Análise de Colapso Propagante para o SCR para 1800m LDA/ pressão externa de 18 Mpa.**

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 5.1 é possível fazer as seguintes observações:

- 1) Verifica-se que para a profundidade de 1800 metros, cuja pressão externa é de 18 Mpa, o riser em questão não atende a condição para colapso propagante. Observa-se que nos SCRs instalados no Brasil [3,22,23], o processo de fabricação é do primeiro tipo “seamless” (Kfab=1). Desejando-se um nível maior de segurança e prevendo-se alguma futura corrosão, seria recomendável utilizar um aço mais resistente, X70, ou aumentar um pouco mais a espessura mantendo-se o mesmo diâmetro de tal forma a diminuir a relação D/e.
- 2) Os valores finais recomendados dependem dos coeficientes de segurança adotados, os quais variam em função da instituição e também em função da utilização (riser, pipeline, etc).
- 3) Dado ao fato de se tratar de procedimento baseado quase que exclusivamente em experimentos, as empresas normalmente desenvolvem critérios próprios baseados na sua experiência e no nível de risco adotado principalmente na fase de instalação quando o colapso propagante é mais crítico
- 4) Uma outra alternativa está associada ao conceito de pipe-in-pipe, com o qual pode-se atingir profundidades maiores mantendo-se o mesmo diâmetro interno.

### 5.3.2 Análise de Colapso Hidrostático

Para a verificação do colapso hidrostático do SCR lazy-wave do exemplo 1 deste trabalho foram utilizadas as seguintes normas e publicações:

- API RP 1111 (1999) [8] (pipelines)
- API RP 2A - WSD (2000) [9] (jaquetas)
- API RP 2RD - WSD (1998) [10](risers)
- API RP 2T - WSD (1998) [11] (TLPs)
- ABS - WSD (2000) [12] (Pipeline Systems and Risers)
- DnV – OS-F101 (2000) [13] – Pipelines
- DnV – OS-F101 (1999) [14] – Corroded Pipelines
- DnV – OS-F201 (2001) [15] – Risers
- ISOPE – 2000 - [16]

**Sobre as diversas recomendações utilizadas são feitos os seguintes comentários:**

- 1) Os últimos experimentos mostram uma forte dependência do processo de fabricação, o que é contemplado pela ABS[12], pela DnV[13,15] e API[8,10]. Enquanto que a ABS e a DnV introduzem o processo de fabricação diretamente nas fórmulas, a API considera este aspecto no coeficiente de segurança.
- 2) As formulações das normas API-RP-2RD [10], ABS-WSD [12] e DnV– OS-F101 [13] e Winter [16] levam em consideração a ovalização, definida como:  $(D_{max}-D_{min})/(D_{max}+D_{min})$ .

Na análise do colapso hidrostático do SCR, definido anteriormente, foi considerado somente a ação da pressão externa de 18 Mpa e uma ovalização inicial de 0.5%. Os resultados obtidos para 1800m de lâmina d'água são apresentados nas Tabelas 5.2. **.(o cálculo da pressão crítica para o colapso hidrostático encontra-se em anexo no fim deste projeto)**

Nº	Recomendação	Pressão Crítica (Pcrit) (Mpa)	Pcrit / Pressão Externa (Pext)	5.3.3 Valor Mínimo Recomendável
1	API RP 2RD	55.976	3,11	1,33 (ERW) 1,67 (DSAW) *
2	API RP 1111 [1] E SHELL [9]	92.316	5.1	1,33 (ERW) 1,67 (DSAW) *
3	DnV– OS-F101 [6]	54 (Kfab=1)	3	1,31
* API PIPE ERW PIPE – electric resistance welded or seamless ; DSAW PIPE – Internally cold expanded pipe ** Utilizado para tendões de TLP tracionados *** ABS: 2,00 for gas riser connected to manned platform and 1,39 for oil risers				

**Tabela 5-2– Análise de Colapso Hidrostático para o SCR para 1800m LDA/ pressão externa de 18 Mpa.**

Com relação aos resultados apresentados na Tabela 5.2, é possível fazer as seguintes observações:

- 1) Como existe uma folga com relação ao colapso hidrostático, este risers poderiam ser instalados numa profundidade maior se forem tomadas as providências com relação ao colapso propagante que não passou para lâmina d'água de 1800 m.
- 2) Nos resultados anteriores não foram levadas em consideração possíveis reduções devidas à corrosão o que pode reduzir significativamente a pressão crítica de colapso[12,13,14,15].
- 3) Nos resultados anteriores foi considerada uma ovalização de 0.5%, sendo que o mínimo recomendado é de 0,5%.

Observa-se que o valor da pressão crítica de colapso propagante é sempre inferior ao da pressão crítica do colapso hidrostático.

## **6 Análise Global de Risers**

Chama-se análise global à simulação do comportamento do riser em que se representa todo o seu comprimento. Desde a conexão na plataforma até a região do piso marinho. Nesta abordagem, usualmente não são representados detalhes, pois se busca a resposta do riser como um todo. No entanto, por vezes é necessário recorrer a uma maior discretização em determinadas regiões do riser, que apresentam comportamentos influenciados pelo contato com o solo ou pela conexão com a plataforma.

São abordados os principais aspectos de uma análise global, passando-se de uma breve conceituação de métodos matriciais e comportamento não-linear. As informações necessárias para que se possa proceder a uma análise de riser são mencionadas. Os tipos de resultados esperados, bem como a estratégia de modelagem podem variar dependendo do objetivo da análise.

A estratégia de análise usada pelo programa ANFLEX(programa utilizado neste trabalho com autorização da Petrobrás S.A) , e os aspectos considerados mais críticos também são comentados, incluindo-se aí a parte de amortecimento, movimento prescrito, intervalo de integração, convergência da solução não-linear e outros.

## 6.1 ANÁLISE MATRICIAL E MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

A análise estrutural de sistemas de engenharia requer uma idealização dos mesmos, de uma forma em que possa ser analisado. A definição das variáveis que governam o problema, a formulação de equações de equilíbrio e sua solução e por fim, a interpretação dos resultados se constituem nas principais etapas de análise.

Usualmente pode-se determinar a resposta de um sistema através de um conjunto de equações diferenciais e das condições de contorno pertinentes. Para um sistema contínuo, entretanto, o número de incógnitas é infinito, tornando necessária a sua representação através de um sistema discreto aproximado, com um número finito de graus de liberdade.

O método dos elementos finitos se vale desta idéia para solução sistemática de problemas de engenharia. O contínuo é subdividido em pequenas regiões, o equilíbrio é estabelecido para uma região isoladamente e a solução consiste no cálculo da interação entre as regiões, através da montagem de matrizes.

Quando se emprega um programa de computador para análise global de uma estrutura, as fases de definição de variáveis importantes, solução das equações do equilíbrio, e de técnicas de solução, estão resolvidas (ver figura 6.1). Cabe ao engenheiro a definição da discretização dessa estrutura e o estabelecimento de uma série de parâmetros de análise que exigem conhecimento e experiência (ver figura 6.2).

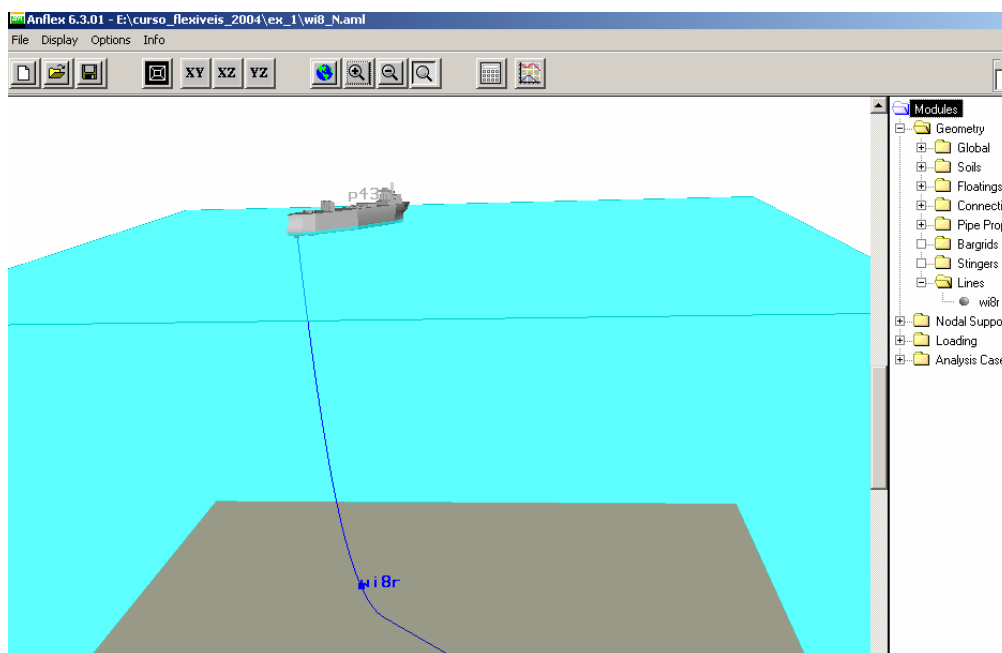
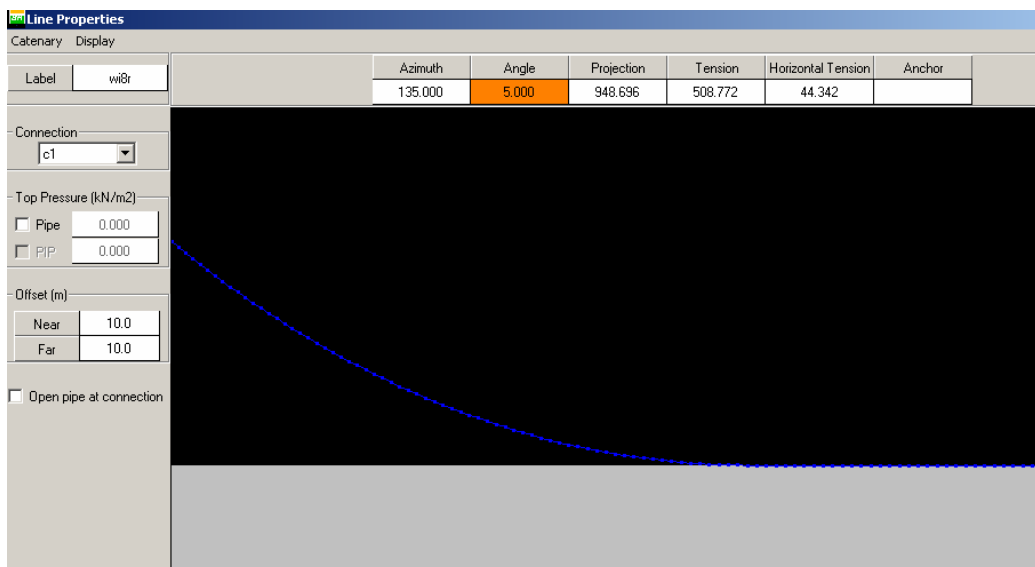


Figura 6-1– Modelo Global de uma Linha Flexível – A representação do navio é esquemática



**Figura 6-2 – Discretização na região do ponto de toque no fundo – TDP (Touch Down Point)**

Existem programas de análise por elementos finitos de caráter geral que potencialmente podem resolver qualquer problema estrutural ou mesmo problemas de escoamento de fluidos, transmissão de calor e outros.

O programa ANFLEX, que foi o programa utilizado neste projeto com autorização da Petrobrás S.A, por exemplo, enquadra-se em outra categoria pois tem todas as suas facilidades voltadas para um nicho específico de aplicação que são análises de risers e linhas de ancoragem com a consideração dos efeitos do ambiente marinho e movimentos de plataformas flutuantes.

Os passos básicos de uma análise matricial podem ser resumidos abaixo:

- a) Idealização da linha como um conjunto de elementos interconectados nas juntas estruturais (nós).
- b) Escolha do tipo de elemento a ser empregado. Normalmente elemento de pórtico quando o efeito da rigidez à flexão for importante na resposta da estrutura.
- c) Identificação dos deslocamentos nodais que definam de forma completa a resposta do modelo idealizado. Análise 2d ou 3d
- d) Definição de condições de contorno, usualmente através de restrição a determinados deslocamentos nodais. Pontos de fixação do riser e forma de fixação, mesmo que em corpos móveis, como unidades flutuantes.
- e) Definição do carregamento a ser considerado.
- f) Preparação da entrada de dados para o programa.
- g) Execução da análise.
- h) Interpretação de resultados.

Na preparação da definição de dados (ver figura 6.3), especialmente na geração da malha discretizada de elementos finitos, é comum utilizar-se um número de elementos da ordem de 1000, sendo então de fundamental importância o uso de ferramentas numéricas que agilizem o processo, incorporando a visualização do que está sendo gerado. No caso do ANFLEX, que foi o programa utilizado neste projeto com autorização da Petrobrás S.A, e de outros programas de análise estrutural de risers, um pré-processador gráfico serve de ferramenta para percorrer os passos descritos nos itens de *a* até *e*. No caso do programa Anflex podemos assumir que seu pré-processador gráfico serve de ferramenta para percorrer os passos descritos nos itens de *a* até *g*

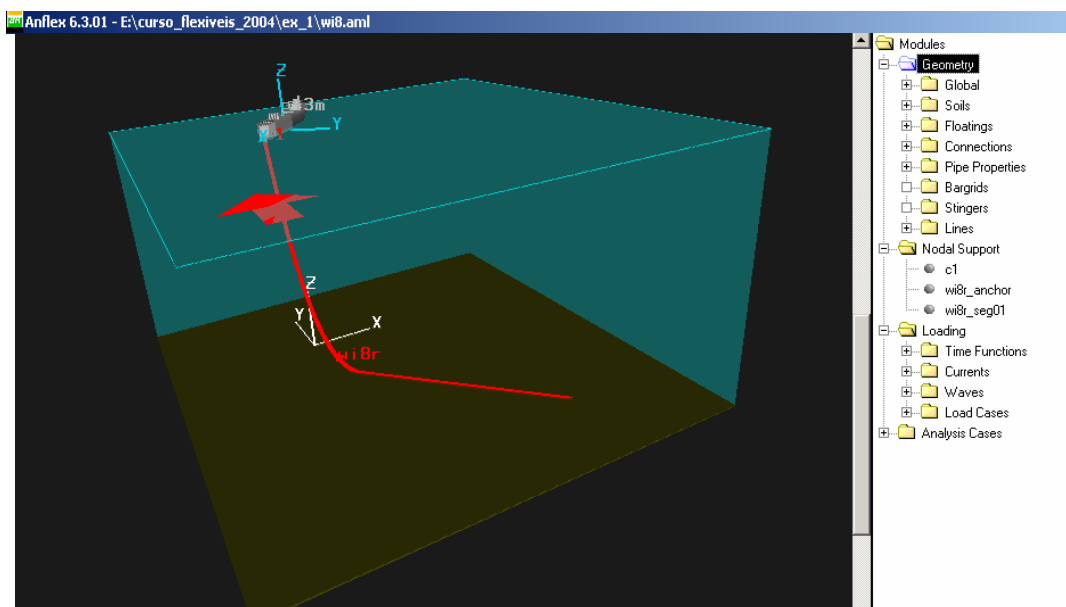


Figura 6-3 – Definição de Dados para Análise

Na interpretação de resultados também a utilização de ferramentas gráficas se torna fundamental. Através do exame cuidadoso dos resultados de um programa, podem ser detectados erros induzidos por problemas de modelagem, ou até erros no próprio programa. Nenhum programa comercial fornece garantias quanto à correção de seus resultados, deixando a responsabilidade a cargo do usuário, sendo este o papel do engenheiro moderno, saber interpretar os resultados, ou seja, ter o “sentimento”, muita base de análise estrutural avançada para saber se os resultados são coerentes ou não com a situação real.

## 6.2 COMPORTAMENTO NÃO-LINEAR

As principais características físicas na idealização da solução para simulação do comportamento de risers, são a não-linearidade da resposta e a importância dos efeitos dinâmicos.

O que caracteriza um problema como tendo comportamento linear é a proporcionalidade entre a resposta do sistema e o carregamento aplicado. Ou seja a resposta para um carregamento 10 vezes maior, será um deslocamento ou esforço também 10 vezes maior.

Aquelas estruturas cujo comportamento foge a este critério de proporcionalidade são consideradas como de comportamento não-linear.

O comportamento não-linear pode ser de origem geométrica ou física. A não-linearidade física vem do comportamento do material da estrutura (ou do solo), quando submetidos a tensões crescentes, de se plastificar, adquirindo dessa forma deformações residuais.

No caso dos risers flexíveis, em função de apresentarem uma composição de várias camadas que interagem entre si através do atrito, o comportamento tende a ser não-linear também, sem estar relacionado ao escoamento do material, mas sim ao travamento e deslizamento entre as camadas. A modelagem global de linhas flexíveis usualmente é feita sem a consideração deste efeito não-linear.



Usualmente se considera nas simulações apenas não-linearidade geométrica devido basicamente a grandes deslocamentos e interação axial-transversal (ver figura 6.4). Efeitos estes que são pronunciados em sistemas estruturais do tipo linha de ancoragem e risers. Um outro efeito importante de não-linearidade geométrica é o da instabilidade (problemas de flambagem elástica) quando se tem compressão.

Em estruturas de comportamento linear, os deslocamentos são infinitesimais, fazendo com que a configuração deformada se confunda com a original. No caso de estruturas flexíveis(ver figura 6.4), os deslocamentos podem ter a mesma ordem de grandeza das dimensões da estrutura, fazendo com que seja necessário tratar as equações de equilíbrio na configuração deformada.

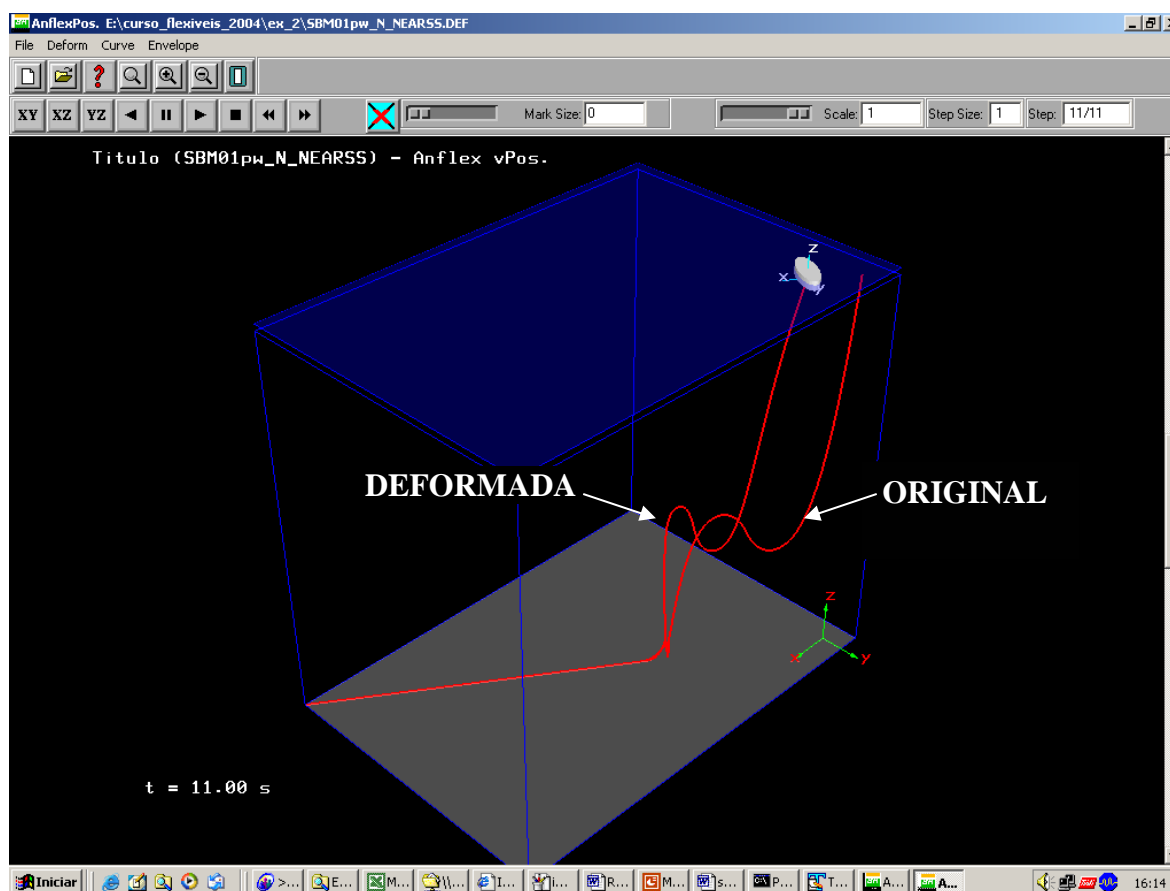


Figura 6-4 – Riser submetido a grandes deslocamentos

### 6.3 TIPOS DE EFEITOS CONSIDERADOS

Existe uma configuração básica idealizada em projeto que corresponde ao riser instalado, com a plataforma na posição de projeto e tendo como carregamentos apenas a ação de seu peso próprio e empuxo.

Durante a operação no entanto, esta situação é inexistente em função de que as condições ambientais estão sempre presentes. Os efeitos ambientais são provenientes de ventos, correnteza e ondas.

A ação direta do vento sobre o riser costuma ser desprezada, mesmo quando este é conectado à plataforma num ponto acima da linha d'água. A correnteza e a onda, no entanto, atuam diretamente sobre o riser transmitindo uma carga principalmente na direção horizontal.

A onda é uma excitação dinâmica que contém energia numa certa faixa de frequências, com períodos de 4 a 17 segundos. A correnteza é um efeito estático na medida em que as variações nos perfis de correnteza acontecem em intervalos de tempo de horas. No entanto a passagem da corrente constante ao redor do riser, gera um efeito de desprendimento de vórtices que causa excitação dinâmica. Tal efeito é usualmente tratado em simuladores desenvolvidos especificamente para representação deste efeito chamado de vibrações induzidas por vórtices.

Nas situações mais comuns em águas profundas, os risers são conectados a unidades flutuantes. Neste caso as condições ambientais causam um efeito indireto sobre os risers ao impor movimentos na plataforma. Esta se constitui na principal fonte de excitação para os risers. Os movimentos do corpo flutuante podem ser divididos em 3 categorias:

- Offset estático ou deriva média do flutuante (ver figura 6.5), ou posição média do flutuante. Este efeito é causado pelo vento, correnteza e parcela estática da onda. O efeito da correnteza possui 2 parcelas, uma que atua direto sobre o casco e outra que atua sobre os risers e é transmitida por eles para a plataforma;
- Movimento de baixa frequência (ver figura 6.7). Corresponde a uma oscilação na frequência natural do sistema flutuante que é excitada por um efeito de segunda ordem da onda. É chamado de baixa frequência, porque o período natural nas direções translacionais horizontais usualmente apresenta valores entre 80 a 400s.
- Movimento na Frequência da Onda. Resposta direta do flutuante à ação dinâmica da onda (ver figura 6.6). A onda ao passar exerce pressão oscilatória sobre o casco. Como o casco tem dimensões apreciáveis quando comparadas aos comprimentos de onda, ocorrem ainda os efeitos de difração (alteração do escoamento em função da presença do corpo) e reflexão de ondas.

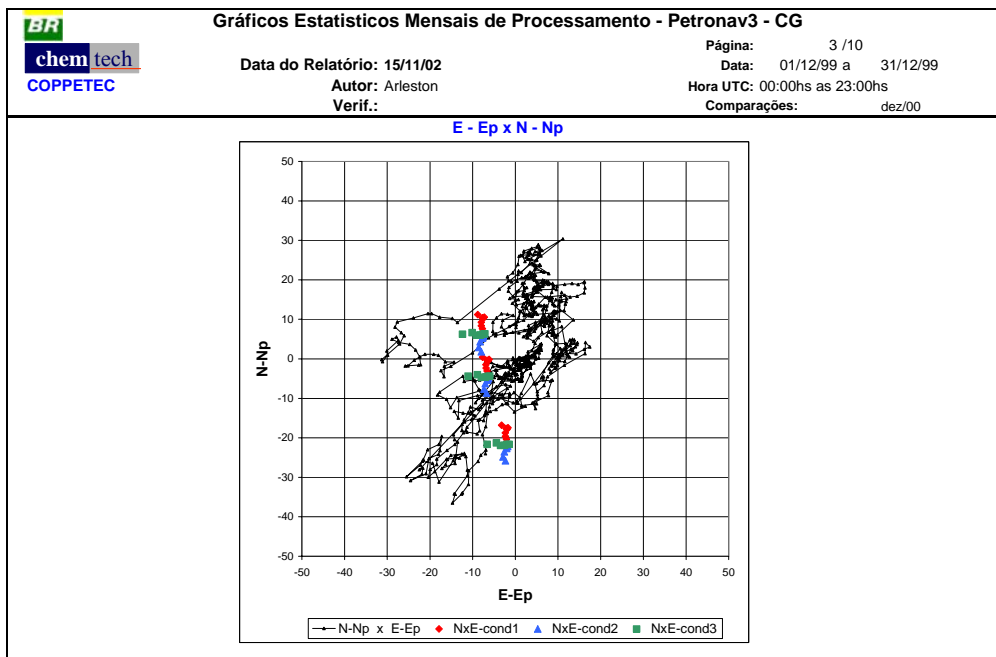


Figura 6-5 – Offsets medidos / Offsets calculados

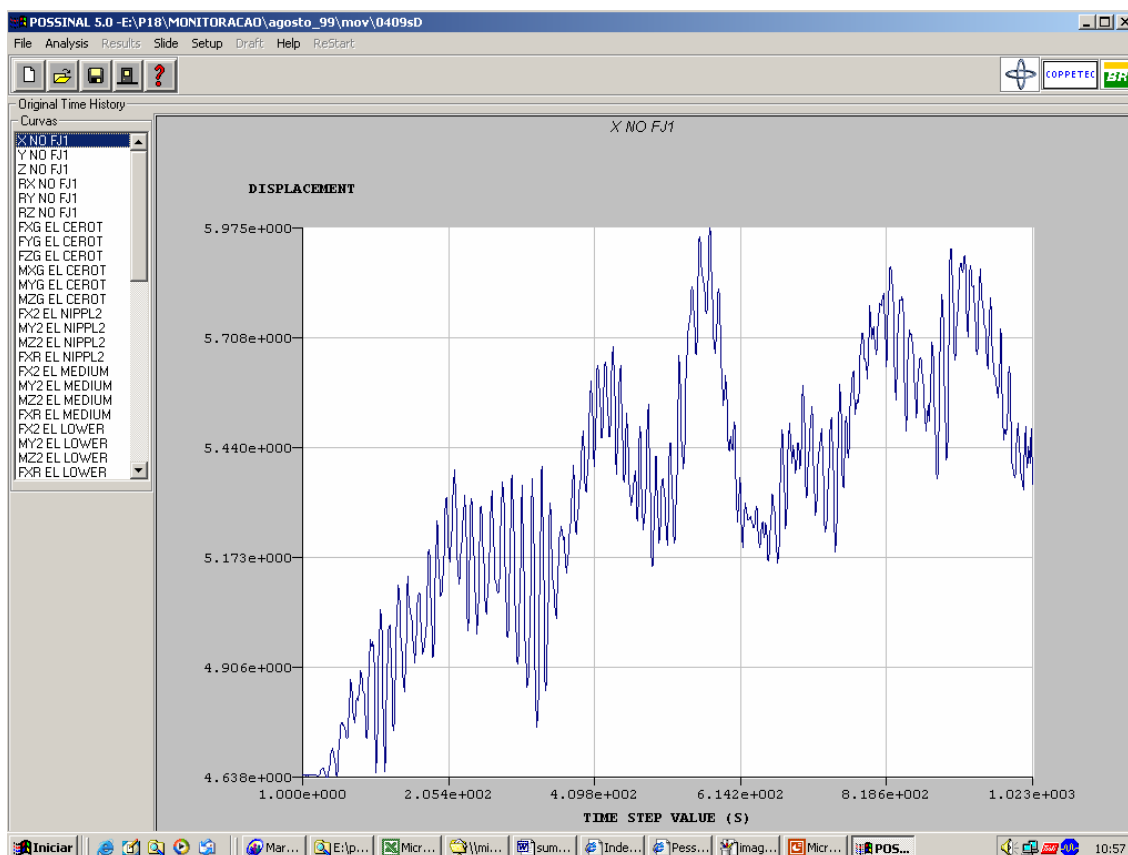


Figura 6-6 – Movimento dinâmico aleatório medido em campo

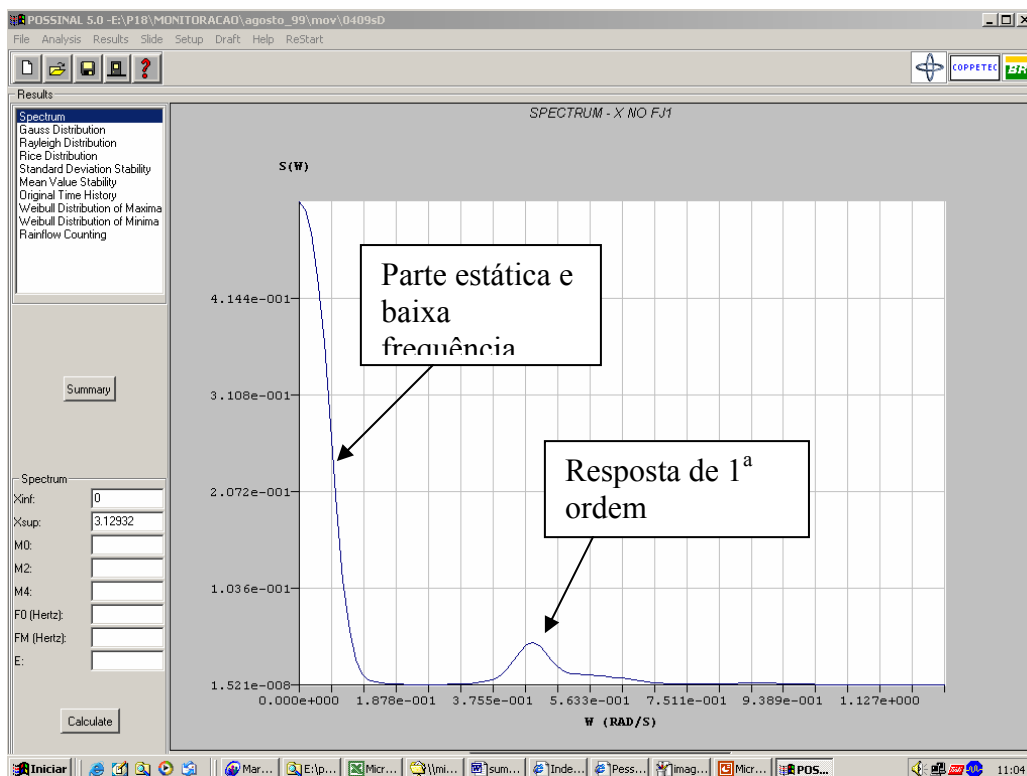


Figura 6-7 – Espectro do Movimento Dinâmico Aleatório

A representação da restrição do piso marinho é de fundamental importância, até porque em linhas em forma de catenária, é fundamental a modelagem da variação do ponto de toque da linha no solo (touch down point – TDP), e do trecho de linha que fica repousando sobre o solo e que pode ser mobilizado principalmente pelas alterações de posições do flutuante. Além da direção vertical, considera-se ainda as restrições nas direções axial e lateral.

As restrições axial e lateral são chamadas de atrito, embora este efeito corresponda mais fielmente ao que acontece na direção axial. Na direção lateral, na medida em que ocorre enterramento da linha o que acontece é que a linha passa a arrastar uma certa quantidade de solo, ou romper um pequeno obstáculo para se deslocar.

## 6.4 DADOS PARA ANÁLISE

Os risers flexíveis por serem constituídos por camadas independentes, misturando materiais poliméricos com aço montado de diferentes maneiras, não se comporta como um material homogêneo como um tubo de aço. No entanto, para efeito de análise global, o que se faz de forma aproximada é adotar valores de rigidez axial, flexional e de torção, equivalentes e que representam o comportamento do conjunto.

O valor de rigidez flexional é o parâmetro mais crítico nas análises e inclusive por causa dele o riser é chamado de flexível. Sua rigidez flexional pode ser 2 ordens de grandeza menor que a de um tubo de aço do mesmo diâmetro.

As temperaturas do fluido interno e da água do mar alteram a rigidez das camadas poliméricas, causando impacto na rigidez flexional equivalente assumida na análise global. Atenção deve ser dada ainda ao efeito das pressões interna e externa que alteram as forças de contato entre camadas e levam também a alterações de rigidez flexional.

O peso seco por metro de riser é um parâmetro importante por dar a medida de massa. O peso submerso é utilizado nos cálculos e em ambos os valores deve-se incluir o fluido interno. O peso específico do fluido interno altera o peso e a massa. Portanto importa para a análise global se o riser está vazio, cheio de óleo morto, cheio de mistura gás água e óleo, ou cheio de outro fluido qualquer de operação de intervenção.

De posse das características básicas da linha flexível a ser modelada, é necessário definir a lâmina d'água, o azimuth da linha (ângulo em relação ao Norte medido no sentido horário) e o ponto de conexão no flutuante. Uma definição importante é sobre a topologia do solo. Pode-se considerar o piso marinho como horizontal ou inclinado, fornecendo-se uma inclinação e sua respectiva direção. Um único plano é então assumido para definir o fundo. Existem possibilidades em desenvolvimento de se modelar o piso marinho de forma irregular, incorporando além da tendência do talude, as irregularidades localizadas do terreno. Em análises de risers este último aspecto não costuma ser crítico.

Existe hoje uma constatação de que os risers instalados em catenária livre costumam cavar valas na região de ponto de toque variável no fundo. Isto tem levado à consideração de condições de enterramento do riser no solo que variam de 25% a 100% quando então estaria contido entre paredes na vala. Os coeficientes de atrito a serem adotados usualmente vêm de análises de técnicos da área de geotecnia. Outro efeito que pode ser objeto de preocupação quando o riser encontra-se dentro de uma trincheira é o efeito de sucção.

Os comprimentos de elementos utilizados dependem do tipo de problema que está sendo analisado, bem como das condições de contorno. Os tamanhos dos elementos são associados a alguns aspectos em análises de risers:

- a) A capacidade de representação de um raio de curvatura imposto ao riser depende da discretização uma vez que utilizam-se elementos de eixo reto para representação de um trecho de riser. Por exemplo, uma malha com elementos de 5 metros descreve de forma pobre um raio de curvatura de 2 metros;

- b) Ao selecionar os comprimentos dos elementos está sendo selecionada também a máxima frequência estrutural representada no modelo e a representação dos modos naturais de vibração do riser. Se a malha for muito pouco refinada alguns modos de vibração importantes podem ser mal representados. A idéia da boa representação dos modos de vibração pode ser associada também à propagação de ondas laterais e axiais ao longo do riser. As ondas propagantes são geradas pelos movimentos do flutuante e pelo desprendimento de vórtices e se propagam ao longo do riser;
- c) Ao se empregar uma discretização na região do TDP, o comprimento suspenso de riser varia, o que significa que o peso do riser sobre a plataforma também. Discretizações grosseiras nesta região levam a resultados pouco precisos;
- d) Quando se pretende modelar o dispositivo de interface (bending stiffener), a variação de rigidez é representada por uma série de elementos de inércia constante, requerendo assim uma discretização mais refinada próxima a esta região;
- e) Em situações em que se tem compressão na linha, o nível máximo de compressão calculado não deve exceder a carga de flambagem de Euler do menor elemento localizado na região em que ocorre a compressão. O uso de elementos de comprimentos maiores que o recomendado, pode levar a níveis de compressão irrealistas.

As cargas de correnteza e ondas são calculadas empregando-se a fórmula de Morison, que relaciona estas cargas ao diâmetro externo do riser, e a coeficientes chamados de arrasto (onda e corrente) e de inércia (apenas onda) as velocidades e acelerações da partícula fluida e da estrutura. Considera-se ainda que mesmo sem a ação direta de onda e corrente o riser, ao se deslocar dentro d'água, sofre a ação de carga proporcional à velocidade relativa fluido-estrutura e da massa adicionada. A parcela de arrasto do carregamento é proporcional ao quadrado da velocidade relativa. Os coeficientes de arrasto e inércia são parâmetros que devem ser estabelecidos para realização das análises. A expressão da força hidrodinâmica sobre uma seção de um riser, segundo a fórmula de Morison é a seguinte:

$$f = c d \frac{1}{2} \frac{w d e}{g r a} h d \left| v_f - v_e \right| \left( v_f - v_e \right) +$$

$$c m \frac{\pi}{4} h d^2 \frac{w d e}{g r a} a_f - c a \frac{\pi}{4} h d^2 \frac{w d e}{g r a} a_e$$

onde,

$f$  - força por unidade de comprimento num ponto do membro estrutural.

$cd$  - coeficiente de arraste.

$wde$  - peso específico da água.

- $g$  - constante gravitacional.
- $hd$  - diâmetro hidrodinâmico.
- $v_f$  - vetor de velocidade do fluido na direção normal ao membro estrutural.
- $v_e$  - vetor de velocidades da estrutura na direção normal ao membro estrutural.
- $cm$  - coeficiente de inércia.
- $a_f$  - vetor de acelerações do fluido na direção normal ao membro estrutural.
- $ca$  - coeficiente de massa adicionada.
- $a_e$  - vetor de acelerações da estrutura na direção normal ao membro estrutural.

A resposta de risers costuma ser governada mais fortemente pelo arraste. A alteração do coeficiente de arrasto, altera a resposta. Na literatura existem valores recomendados para os coeficientes. Aumentar o coeficiente de arrasto leva a cargas estáticas maiores mas o amortecimento dinâmico pode ser maior, reduzindo as vibrações. Experimentos mostram que o coeficiente de arrasto depende do tipo de escoamento, representado pelo número de Reynolds. A rugosidade do tubo aumenta o arrasto. Em situações dinâmicas como por exemplo fluxo oscilatório) o número de Keulegan-Carpenter é usado para classificar o tipo de escoamento.

Quando o riser é excitado dinamicamente pelos vórtices desprendidos em função da passagem da correnteza, costuma-se assumir uma amplificação do coeficiente de arrasto em função da vibração que aumentaria o diâmetro hidrodinâmico “aparente” do riser. O programa SHEAR7, que trata do fenômeno, fornece valores de amplificação do coeficiente de arrasto. Tipicamente são adotados valores entre 0,7 e 1,2 podendo chegar a valores bem maiores em presença de vibrações por vórtices.

O riser faz parte de um duto que liga a plataforma ao poço, a outra plataforma, ou a um equipamento submarino, ou mesmo até a costa. A parte suspensa entre a plataforma e o piso marinho muitas vezes é muito menor em comprimento que o trecho que percorre o piso marinho até o destino final. Ao modelar um riser considera-se que os efeitos dinâmicos não lineares estão restritos à parte suspensa com algum comprimento de influência sobre o trecho no fundo.

Ao se gerar o modelo considera-se um comprimento de riser que vai da conexão com a plataforma até um ponto de truncamento sobre o piso marinho. Este ponto de truncamento deve ser distante o suficiente para que nunca receba carga vertical e nem interfira com a dinâmica na região de variação do ponto de toque no fundo (TDP).

Um sistema de dutos flexíveis costuma conter um trecho “riser” com estrutura reforçada para receber esforços dinâmicos e um trecho “flow” que só recebe esforços dinâmicos durante a instalação.

O tipo de vínculo do riser com a plataforma também pode ser modelado. A conexão usual é rígida com a incorporação de um dispositivo de interface chamado *bending stiffener* (enrijecedor) que protege a linha de um dobramento indesejável na região de conexão. Os risers são estruturas esbeltas mas ao se aproximarem de uma conexão rígida, localmente não têm flexibilidade para absorver os movimentos.

Ao se modelar o riser pode-se considerar de forma simplificada uma ligação rotulada com a plataforma. Desta forma não se tem transmissão de momentos fletores entre o riser e a plataforma. A aproximação é válida para quase todo trecho do riser que não é governado pelo efeito localizado da flexão junto ao topo.

Pode-se optar por um modelo mais rigoroso, incluindo-se a presença do enrijecedor e com a consideração da mísula (variação de espessura de parede) que faz parte desta peça. Frequentemente o modelo rotulado é usado para gerar pares de valores de tração dinâmicos com ângulos relativos riser-plataforma que serão usados no dimensionamento do enrijecedor.

A definição das cargas atuantes depende do tipo de análise que se deseja realizar. Existem as análises de cargas extremas cujo objetivo é verificar o comportamento do riser em situações muito severas e com baixa probabilidade de ocorrência, como ondas centenárias

Pode-se ainda simular situações de instalação onde as condições ambientais máximas podem ser estabelecidas a partir de resultados de análises. É claro que as condições neste caso não podem ser muito restritivas pois pode levar a um tempo de espera muito grande do barco de instalação no mar, ou mesmo gerar um requisito muito restritivo fazendo com que o número de barcos instaladores seja mínimo o que pode levar a custos maiores de contratação destes recursos.

Nas simulações com vistas a análises de fadiga, tem-se como objetivo reproduzir as situações rotineiras da vida do riser. Existem dados específicos para este tipo de análise, função da locação da unidade a ser analisada. Os dados mais recentes trazem situações que incorporam ocorrência conjunta de onda vento e corrente, inclusive com a consideração de mares bimodais(mar cujo o espectro de frequências que define o mar irregular tem dois picos) .

A escolha dos casos de carregamento que representam as situações a que o riser poderá estar submetido é uma etapa da maior importância e por vezes bastante complexa. A não inclusão de alguma situação crítica na fase de projeto pode levar a surpresas na fase de instalação ou de operação.

## **6.5 RESULTADOS OBTIDOS**

O que se pretende obter de uma simulação de análise de risers? Que tipo de verificação se faz?

Como o riser flexível é um produto com características muito particulares, o projeto do riser que vai ser instalado em determinado campo só é conhecido quando o fabricante entrega a proposta técnica. Antes disso, porém, é necessário realizar análises de verificação de viabilidade técnica do sistema de risers com características estimadas.

Existem ainda situações de projeto em que o objetivo é conferir resultados de análises apresentadas por algum projetista. Ou mesmo de re-analisar uma estrutura existente devido a uma re-locação ou alteração de algum parâmetro operacional.



A partir de um conjunto de análises globais pode-se definir:

- 1) Se a tração máxima que ocorre no riser encontra-se abaixo do limite máximo da linha cujas características alimentaram a simulação;
- 2) Se o raio de curvatura mínimo não fere a especificação do fabricante;
- 3) Se o nível de compressão associado ao raio de curvatura não atinge valores inaceitáveis;
- 4) Cargas nos suportes: valores da reação de apoio sobre a plataforma para definir o dimensionamento da estrutura de suporte;
- 5) Fornecer dados para dimensionamento do enrijecedor ou verificar se o mesmo está cumprindo o papel de proteger a linha na conexão com a plataforma;
- 6) Definição do comprimento do trecho riser: determinar o comprimento mínimo de trecho dinâmico a ser adquirido;
- 7) Definição de ancoragem: determinar a carga de tração próxima a curvas no piso marinho ou a conexões de forma a definir a necessidade de ancoragem da linha. Equipamentos submarinos e curvas não são projetados para resistir a elevadas cargas de tração;
- 8) Obter esforços máximos que serão levados para verificação de tensões em análise local;
- 9) Interferência: verificar se ocorre contato do riser com uma linha de ancoragem ou com o corpo da plataforma, que pode levar a dano na capa externa. Contato entre risers flexíveis é tolerado;
- 10) Determinar as reações estáticas para dimensionamento da capacidade de flutuação da plataforma e do sistema de ancoragem. As cargas de correnteza transmitidas pelos risers são resistidas pelas linhas de ancoragem;
- 11) Verificar as condições de compressão e raio mínimo quando em situações de instalação, onde a reação de topo também se constitui num parâmetro de verificação quanto à capacidade do barco de instalação;
- 12) Determinar esforços que permitam o cálculo de tensões em modelo local de forma a permitir o cálculo de fadiga;

## 6.6 ESTRATÉGIA DE ANÁLISE DO PROGRAMA ANFLEX

Dispondo-se de um programa de elementos finitos de caráter geral, é possível se analisarem risers rígidos em configuração vertical. Para análise de linhas em configuração de catenária entretanto, alguns recursos numéricos e de modelação precisam ser utilizados.

### - **Configuração Inicial:**

Uma característica importante de configurações em catenária é a sua indeterminação geométrica: dadas as posições das extremidades, o comprimento da linha e o peso da linha, as coordenadas de pontos intermediários(nós) precisam ser calculadas através de um procedimento iterativo.

A solução mais prática é empregar um programa de cálculo de catenária inextensível para obtenção desta geometria inicial, o que é feito através do pré-processador gráfico. Após a definição do ponto de conexão, ponto de truncamento, lâmina d'água e ângulo de topo, ou projeção horizontal, a geometria da linha fica completamente definida. Deve-se observar que os esforços internos oriundos da mudança geométrica da linha de reta para catenária, são levados para análise estática através dos raios de curvatura calculados e publicados no arquivo de entrada de dados.

### - **Rigidez Artificial**

Com relação ao elemento de cabo, a partir da configuração em catenária inextensível, não se tem maior problema em realizar uma análise. Empregando-se os elementos de pórtico e treliça, surge a dificuldade de se atingir o equilíbrio para a configuração em catenária fornecida. Vias de regra são realizadas muitas iterações, e não se obtém o equilíbrio.

O recurso utilizado é a *rigidez artificial* que consiste em associar aos graus de liberdade da linha, valores de rigidez (como se fosse uma mola para cada grau de liberdade) de forma que os deslocamentos incrementais ao final de cada iteração são mantidos sob controle, ou contidos a uma magnitude pequena. Este recurso é empregado apenas no primeiro incremento de carga de uma análise estática, justamente para se atingir o equilíbrio para a configuração em catenária fornecida.

Quando se empregam elementos de pórtico espacial, são associados valores de rigidez artificial, inclusive aos graus de liberdade de rotação. Existe uma opção em que são empregados valores default, calculados internamente de acordo com as características da linha e que são publicados pelo programa na parte de dados de entrada.

### **Curvaturas Iniciais.**

Quando um riser flexível é instalado em catenária, existe toda uma história do processo de instalação que leva a rotações nodais, e conseqüentemente esforços de flexão. Quando se especifica para o ANFLEX ,que foi o programa utilizado neste projeto com autorização da Petrobrás S.A, empregando-se elementos de pórtico, uma configuração inicial em catenária, estes esforços não estão sendo considerados. O recurso empregado então, é obter-se do algoritmo de cálculo da configuração inicial, os valores das curvaturas nos pontos nodais.

A partir destes valores, o programa calcula para cada elemento, os momentos e cortantes iniciais correspondentes. Dessa forma, se obtém uma melhor aproximação dos esforços e do equilíbrio para a configuração inicial.

### **Forças Iniciais.**

Além das curvaturas, pode ser importante em algumas situações considerar também os valores de tração ao longo da catenária, no instante em que se inicia a análise estática. Valores de tração inicial nulos normalmente não trazem problemas de convergência e os valores de tração encontrados ao final da análise estática não serão muito diferentes, mas existirá uma pequena variação na geometria entre as configurações.

### **Estratégia de Solução**

Em análises de linhas em geral, pode-se fazer uma clara distinção entre o conjunto de cargas estáticas e o conjunto de cargas dinâmicas.

#### **Cargas Estáticas:**

- peso próprio e empuxo;
- corrente;
- *movimento imposto correspondente ao offset estático da plataforma.*

#### **Cargas Dinâmicas:**

- onda;
- movimento imposto no topo devido ao efeito da onda no flutuante, que pode incluir movimento de segunda ordem de baixa frequência.
- Forças induzidas por desprendimento de vórtices

A estratégia então, é dividir a análise em duas partes, ou numa análise dita *estática-dinâmica*. A parte estática do carregamento é aplicada e resolvida numa análise estática. Ao final desta análise, os resultados são salvos. A partir desta configuração, se inicia uma análise dinâmica, com redefinição de carregamento, em que são fornecidas as cargas estáticas, juntamente com as cíclicas. A carga estática correspondente a deslocamento imposto não precisa ser fornecida novamente, pois já fica incorporada à configuração deformada da linha, mas as cargas de peso próprio e empuxo, juntamente com a corrente, *devem* ser especificadas novamente na análise dinâmica.

Tudo se passa como se, a partir de um determinado instante da mesma análise, as cargas cíclicas começassem a atuar e despertassem também, a partir desse ponto os efeitos de inércia e amortecimento. As oscilações dinâmicas ocorrem em torno de uma posição de equilíbrio estático. Portanto, se torna de todo aconselhável iniciar a dinâmica a partir desta posição.

Uma análise estática pode ser realizada com incrementos de cargas grandes e com um consumo de tempo relativamente muito menor que a dinâmica. A aplicação de cargas estáticas em análises dinâmicas, requer sua introdução de forma muito gradual para evitar vibrações transientes que corresponderiam a uma carga de impacto. Para conseguir realizar um carregamento algo próximo do estático, é necessário que ele atinja seu valor integral ao cabo de pelo menos 3 períodos fundamentais da linha, o que conduz a um elevado consumo de tempo de computador.

## 6.7 SISTEMAS DE REFERÊNCIA

Os principais sistemas de referência utilizados pelo programa Anflex estão apresentados na figura 6-8. São eles: Sistema Global, Sistema Local do Flutuante e Sistema Local da Linha. Além desses existem outros, como: sistemas locais de reticulados e *stingers*, sistemas locais dos elementos e sistemas para definição de condições ambientais. A seguir será explicado como são definidos alguns destes sistemas.

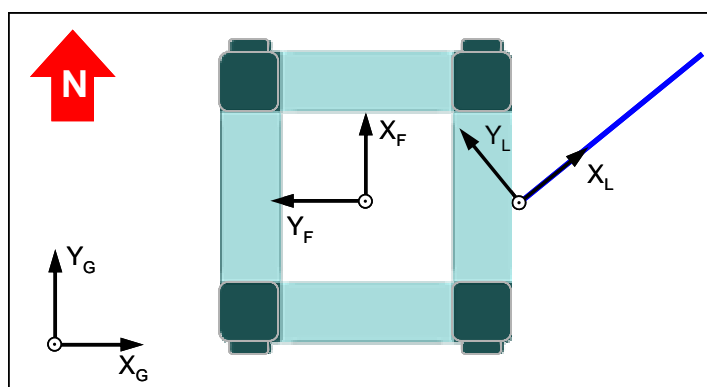


Figura 6-8 - Sistemas de Referência do Anflex.

### Sistema Global

O sistema de coordenadas globais é definido com a direção  $Y_G$  coincidindo com o norte e a direção  $Z_G$  apontando para cima. Esse sistema é fixo e não pode ser alterado pelo usuário em momento nenhum da análise

### Sistema Local do Flutuante

O sistema local de um flutuante é definido pela rotação do eixo  $X_F$ , a partir da direção norte, no sentido horário. Esta rotação é dada pelo ângulo de aproamento (*heading*) do flutuante, como mostra a figura 6-9. O eixo  $Z_F$  coincide com o eixo  $Z_G$  global em direção, porém não na origem. O  $Z_F$  tem origem na quilha (no fundo do navio ou plataforma).

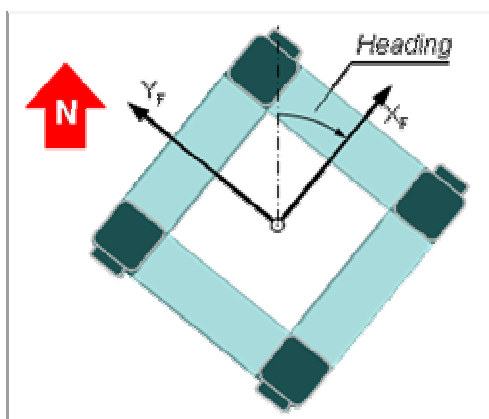


Figura 6-9 - Sistema Local do Flutuante

Inclusive, para o Anflex, é nesse sistema local que deve ser fornecido o RAO (Response Amplitude Operator) do flutuante. A figura 6-10 ilustra as direções de RAO como a Anflex entende:

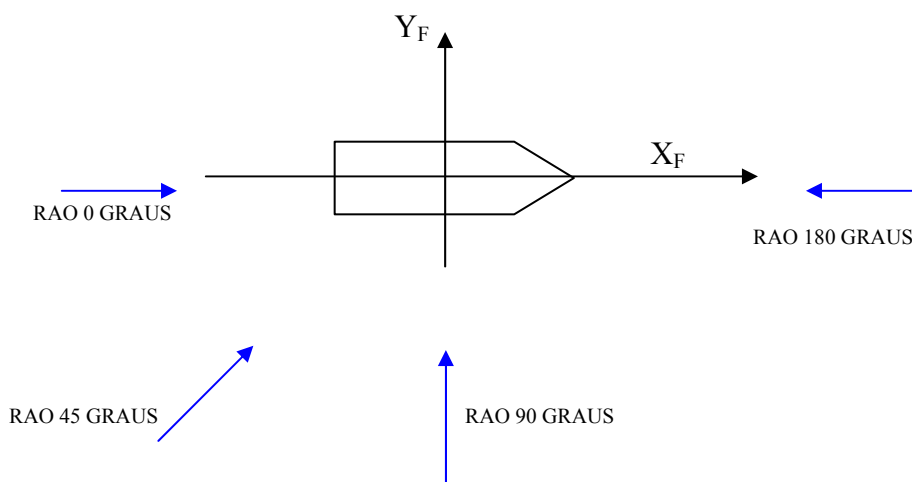


Figura 6-10 - Direções de RAO para o Anflex

### Sistema Local da Linha

O sistema local de uma linha é definido pela rotação do eixo  $X_L$  em torno do eixo  $Z_G$ , a partir da direção norte, no sentido horário. Esta rotação é dada pelo azimute da linha, como mostra a figura 6-11. O eixo  $Z_L$  coincide com o eixo  $Z_G$  global. O plano  $X_L Z_L$  define o plano da linha.

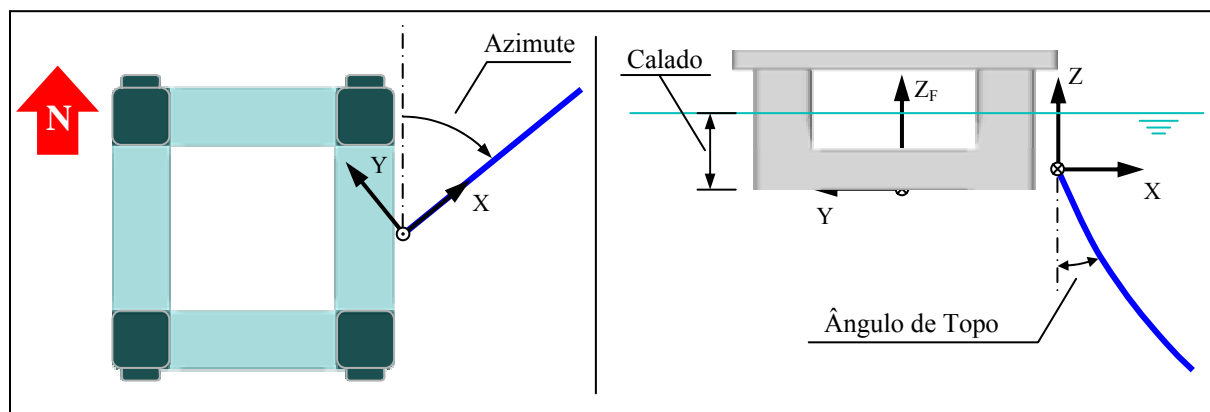


Figura 6-11 - Sistema Local da Linha

### Sistema de Referência para Condições Ambientais

De acordo com a convenção adotada pela oceanografia, a direção de uma corrente indica “para onde” ela vai e a direção de uma onda indica “de onde” ela vem. A seguir será mostrado como as direções de correntes e ondas são definidas no Anflex.

#### Correntes:

Há três formas de definir uma corrente no Anflex: ângulo, azimute e direção. A figura 6-12 mostra um exemplo que utiliza essas três formas uma corrente NW (que vai para NW).

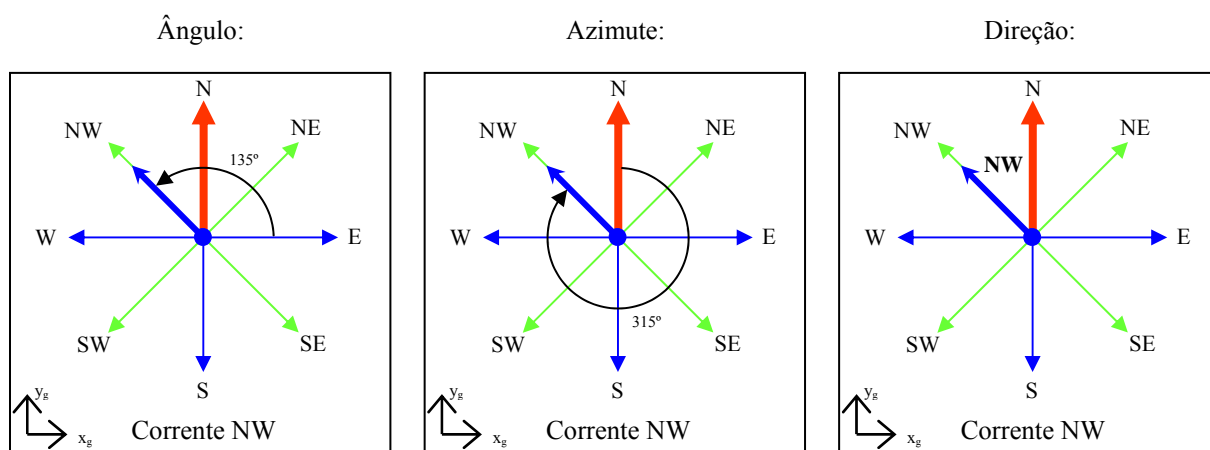


Figura 6-12 - Definição de direções para correntezas (Corrente NW).

Segue a descrição de cada opção:

**Ângulo:** A direção da corrente é definida por um ângulo, em graus, medido a partir do eixo  $X_G$  global, no sentido anti-horário;

**Azimute:** A direção da corrente é definida por um ângulo, em graus, medido a partir da direção norte, no sentido horário;

Direção: A direção da corrente é definida diretamente por uma das dezesseis direções: E, NEE, NE, NNE, N, NNW, NW, NWW, W, SWW, SW, SSW, S, SSE, SE e SEE.

### Ondas:

Na versão atual do Anflex, as ondas são sempre definidas pela direção azimutal medida, em graus, a partir da direção norte, no sentido horário. A figura 6-13 mostra um exemplo de como é definida uma onda SE (que vem de SE).

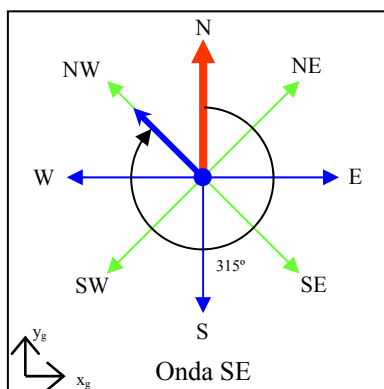


Figura 6-13 - Definição de direção para ondas (Onda SE).

**Obs.:** Note que essas opções são válidas apenas na interface gráfica do programa para facilitar a entrada de dados para o usuário. Nos arquivos de dados, as direções são sempre definidas por um ângulo, em graus, medido a partir do eixo  $X_G$  global, no sentido anti-horário.

## 7 ASPECTOS CRÍTICOS DE ANÁLISE

### 7.1 COMPORTAMENTO NÃO-LINEAR

O comportamento não-linear faz com que o algoritmo busque o equilíbrio de forma iterativa. Esta busca nem sempre é bem sucedida. Em uma análise não-linear, por vezes não é possível chegar a uma solução.

A solução encontrada para cada incremento de carga também não é exata. Itera-se para reduzir o desequilíbrio de forças e momentos e, conseqüentemente, o campo de deslocamentos incrementais obtidos em cada iteração. A norma do vetor de deslocamentos incrementais, obtida ao final de uma iteração, é comparada à norma do vetor de deslocamentos incrementais da primeira iteração do incremento de carga. As normas dos vetores são calculadas separadamente para grau de liberdade de translação e de rotação. Usualmente considera-se que a convergência foi atingida quando a norma dos deslocamentos translacionais atinge 1/1000 do original - a tolerância para convergência default é 0,001. Para as rotações exige-se 1/100 do valor original. O mesmo tipo de abordagem é utilizado para os vetores de desequilíbrio de forças e momentos quando o usuário

solicita a utilização de critério de forças. Neste caso, porém, os valores típicos são respectivamente 1/100 e 1/10 do original.

## 7.2 RESPOSTA DINÂMICA

A resposta dinâmica pode ser obtida no domínio do tempo ou da frequência. No caso do domínio do tempo, é feita uma integração instante a instante, ao longo do tempo. Dessa forma pode-se tratar de forma mais rigorosa as não-linearidades. Em muitos casos tem-se que reduzir o passo de integração para conseguir atingir o equilíbrio em uma análise dinâmica.

No domínio da frequência se adotam técnicas de linearização. A abordagem é menos rigorosa (os resultados não possuem a mesma precisão que o domínio do tempo) porém a resposta é muito mais rápida computacionalmente. O módulo de cálculo no domínio do tempo do ANFLEX encontra-se mais consolidado, porém o módulo de análise no domínio da frequência, ALFREQ, está sendo utilizado em algumas aplicações com sucesso. Principalmente em análises em que não se tem movimento muito elevado do flutuante e, portanto, os efeitos não-lineares não se tornam muito pronunciados. Em análises de fadiga pode ser muito eficiente utilizar-se o domínio da frequência.

## 7.3 AMORTECIMENTO ESTRUTURAL

Em função da característica construtiva das linhas flexíveis, que leva à dissipação de energia devido ao atrito entre camadas, assume-se um valor de amortecimento estrutural nas análises, bem acima do que seria assumido para o aço por exemplo. No caso de um riser de aço chega-se a considerar 0,3% do amortecimento crítico. Em estruturas imersas, o amortecimento do fluido, representado pela parcela quadrática de velocidade relativa na expressão de Morison, é tão pronunciado que valores menores que 1% do crítico não influem na resposta obtida.

Para os risers flexíveis o valor de amortecimento fica entre 2,5% até 10% do crítico. Chega-se a mencionar 30% do crítico para a flexão. São valores aproximados, mas que procuram representar de forma mais realista o que ocorre no interior da seção. Amortecimento crítico é chamado o menor valor de amortecimento para o qual o sistema ao ser excitado volta à posição original sem oscilação (Figura 7.1). Os sistemas estruturais reais são sub-críticos (Figura 7.2).

Os programas de análise estrutural como o ANFLEX, que foi o programa utilizado neste projeto com autorização da Petrobrás S.A, contam com modelo de amortecimento de Rayleigh, que representa a matriz de amortecimento através de uma combinação linear das matrizes de massa e rigidez.

Ao se empregar o modelo de Rayleigh, pode-se definir 2 valores de amortecimento relacionados a períodos naturais da estrutura. Quando se menciona um percentual do amortecimento crítico, deve-se relacionar sempre com um período natural de vibração (Figura 7.3).

O mais usual é assumir-se um valor de amortecimento proporcional à rigidez e com amortecimento relativo ao período da onda. Uma linha esbelta como um riser possui períodos naturais próximos ao período da onda especificado.



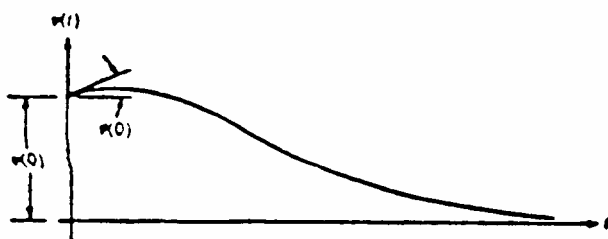


Figura 7-1 – Amortecimento crítico

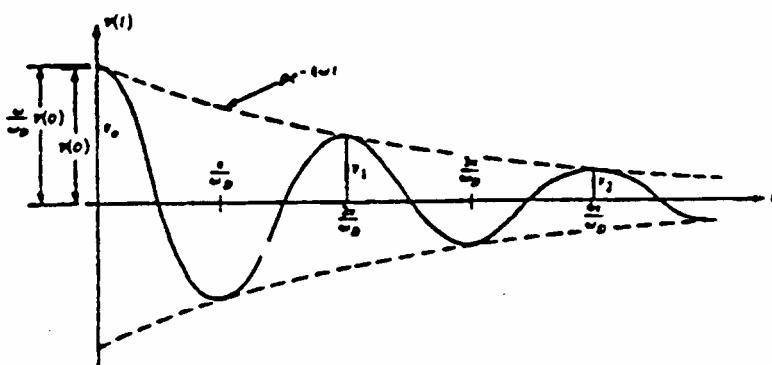


Figura 7-2 – Amortecimento sub-crítico

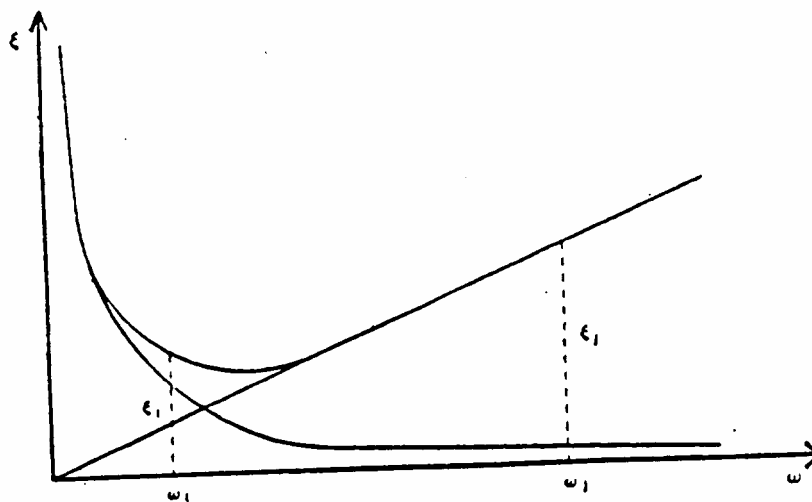


Figura 7-3 – Amortecimento de Rayleigh

## 7.4 COMPRESSÃO E RAIOS DE CURVATURA

Uma linha em catenária livre conectada na extremidade de um navio, no equipamento de ancoragem e rolagem chamado turret, em situações de ondas extremas, apresenta certamente uma compressão na região do TDP. Esta compressão não precisa ser muito elevada para levar a linha a uma flambagem dinâmica naquela região.

Ao apresentar este fenômeno de instabilidade, a compressão é aliviada, mas pode-se chegar a valores críticos de flexão conduzindo a raios de curvatura que ferem a condição de integridade definida pelo fabricante. As figuras 7.4 a 7.8 ilustram a situação de compressão e flambagem dinâmica. O ponto de maior compressão ao longo da linha pode não ser o ponto de menor raio de curvatura. Identificando-se um ponto específico ou sessão, o instante em que ocorre o maior valor de compressão também não deve corresponder ao de menor raio de curvatura.

A figura abaixo mostra a flambagem localizada no tdp devido a esforços de tração .

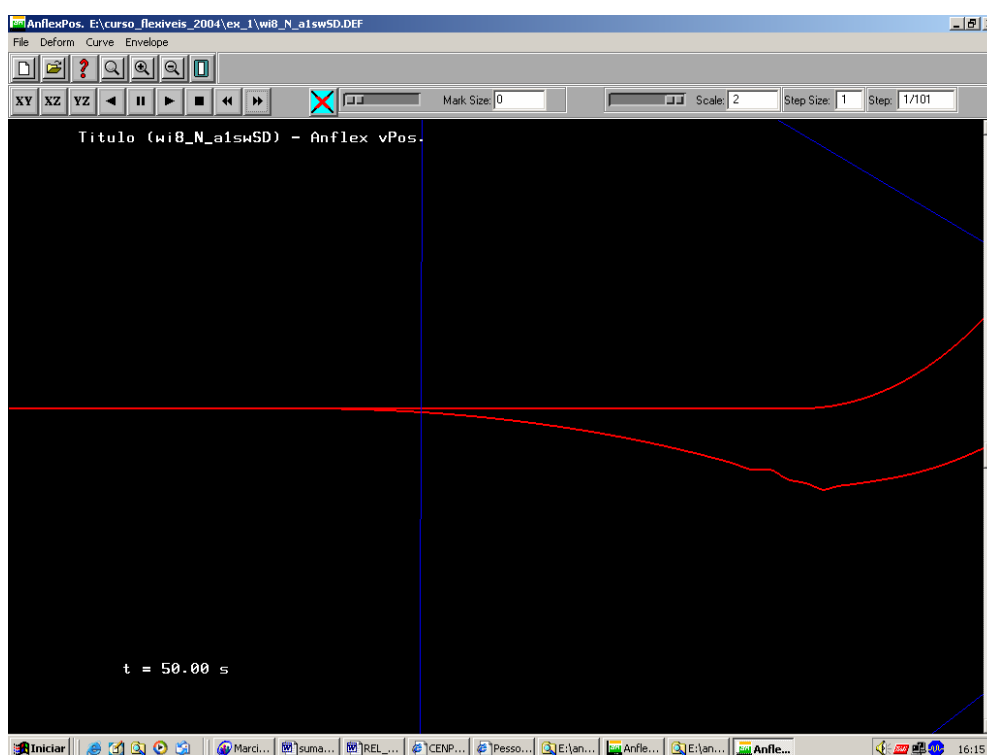


Figura 7-4 – Flambagem de Linha no TDP

O gráfico abaixo mostra as envoltórias do esforço de tração ao longo do riser, podendo-se observar que o esforço Máximo ocorre no topo do mesmo e que na altura do TDP apresenta compressão para o valor mínimo.

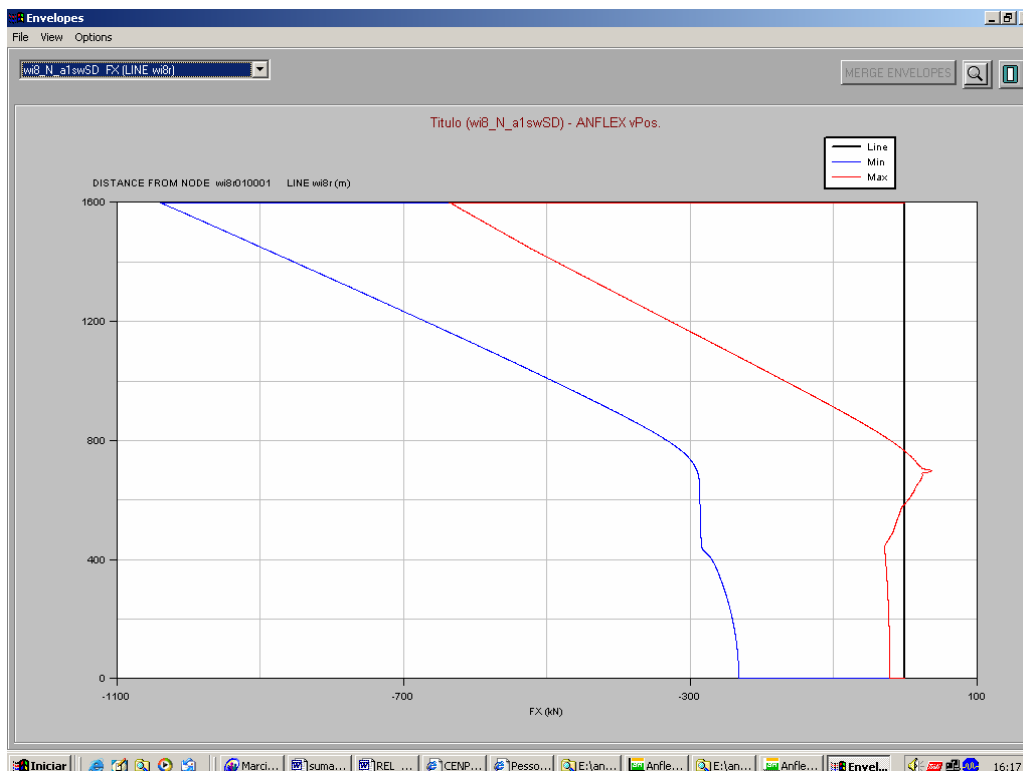


Figura 7-5 - Envoltória de Trações

A figura abaixo mostra o mapa de esforços axial que mostra como os esforços de compressão e tração variam ao longo do riser, nesse caso apontando compressão efetiva no tdp

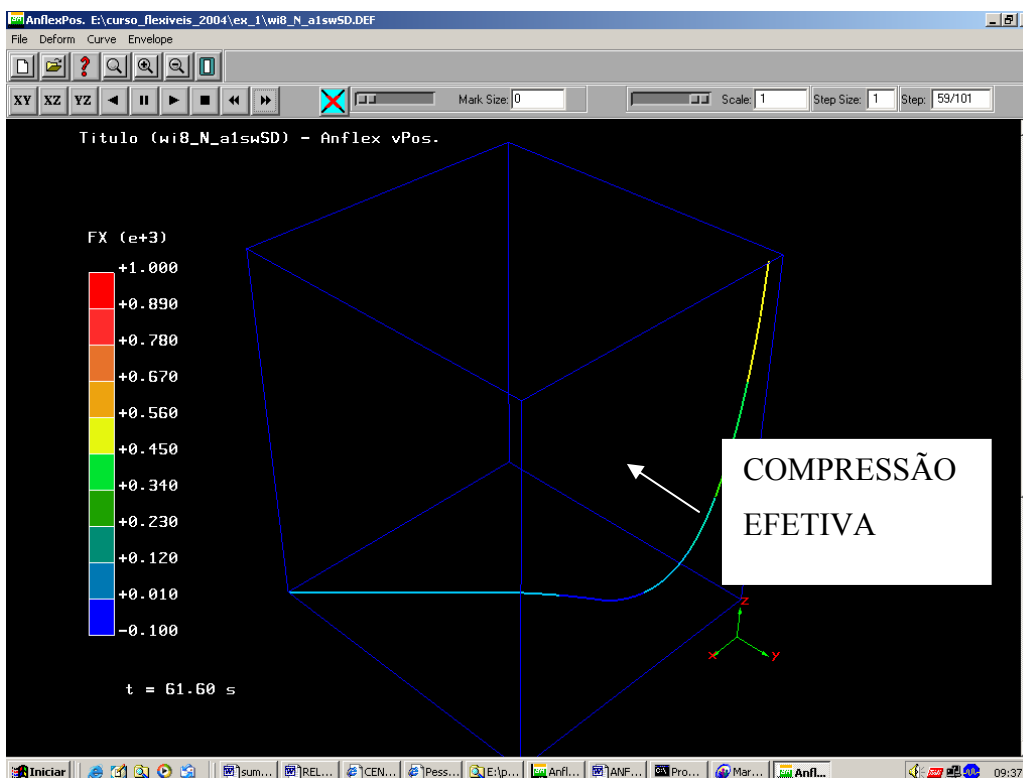


Figura 7-6 – Mapa de Esforço Axial

A figura abaixo mostra como os esforços (Fx e RC) se comportam ao longo do tempo -time history

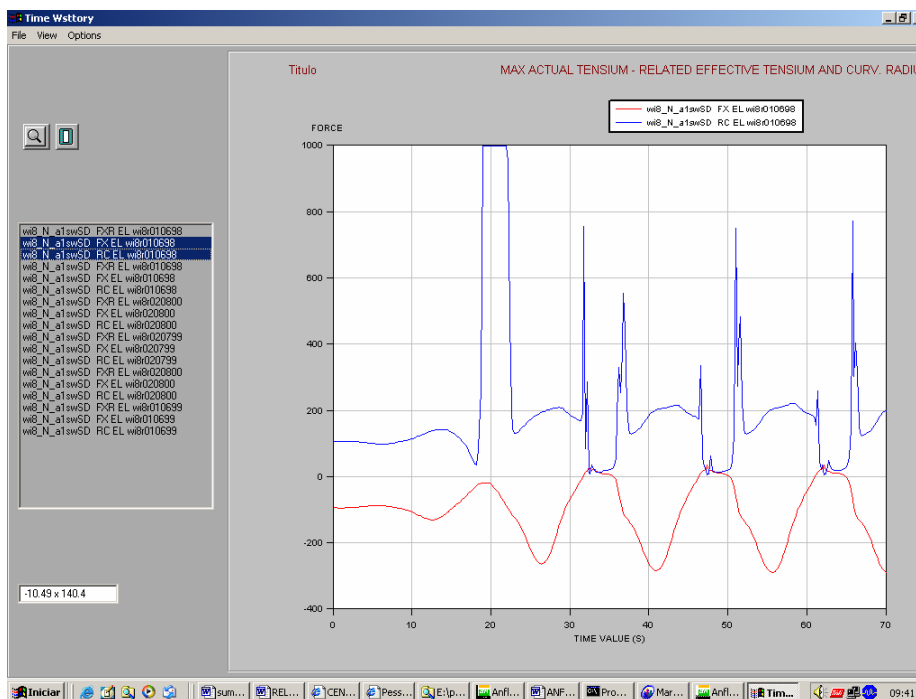


Figura 7-7 – Curvas de Resultados Mais Críticas

A figura abaixo apresenta a envoltória para os raios de curvatura do riser, podendo assim analisar se os valores são aceitáveis ou se caso seja muito pequenos (compressão) esse riser não estará apto para o funcionamento.

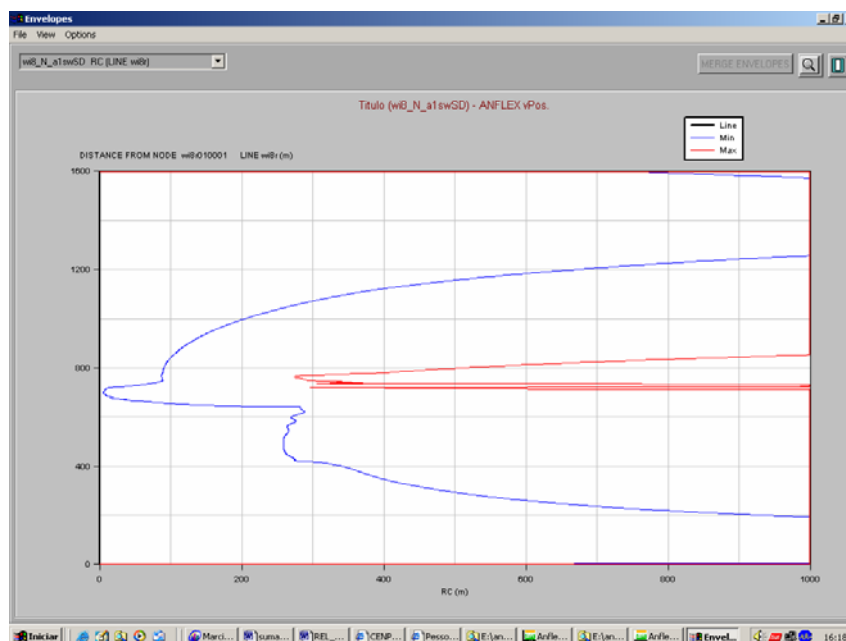


Figura 7-8 – Envoltória de Raio de Curvatura

## 7.5 MALHA DE ELEMENTOS FINITOS

A malha de elementos finitos é talvez o principal ajuste a ser realizado pelo analista de riser quando se utiliza um pré-processador. Malhas refinadas demais, levam a tempos de resposta muito longos e malhas grosseiras levam a respostas erradas ou à ausência de convergência.

Pode-se variar o comprimento dos elementos ao longo da linha, mas deve-se procurar ter uma discretização mais refinada na região do TDP e do topo. Na região do topo, devem-se ter elementos reduzidos quando estiver sendo modelado o enrijecedor. A redução de intervalos de integração também pode ser efetiva em casos de não convergência.

A redução do comprimento dos elementos normalmente melhora a aproximação e a convergência. Em função de valores baixos de flexão das linhas flexíveis, em alguns casos se necessita adotar uma malha uniforme (todos os elementos como mesmo comprimento ao longo da linha), para obter sucesso nas análises.

Os comprimentos dos elementos devem ser suficientemente pequenos para transmitir as ondas de excitação geradas pelos movimentos do flutuante e que se propagam ao longo da linha. Comprimentos da ordem de 5 a 20 metros podem ser empregados na parte intermediária da linha, entre o topo e a superfície. Na região do TDP recomendam-se elementos de 2 metros ou menos. No caso de análise de fadiga de SCR empregar elementos de no máximo 1 metro. Situações com flambagem normalmente levam a elementos de 1 metro ou menos. Na região do topo, quando se modela o enrijecedor, elementos da ordem de 0,10m devem ser empregados.

## 7.6 MOVIMENTOS DO CORPO FLUTUANTE

Em função do emprego de unidades flutuantes em águas profundas, o movimento imposto pelas condições ambientais a estas unidades, é transmitido para os risers. Como os risers são normalmente conectados nas extremidades das plataformas, recebem movimentos translacionais transferidos pelas rotações da unidade, que normalmente se somam aos movimentos de translação do centro da unidade.

Este efeito de amplificação da translação é sentido especialmente no movimento dinâmico vertical que induz ondas dinâmicas no riser que acabam levando a situações críticas na região do TDP. Este efeito juntamente com o offset do flutuante, se constitui num dos parâmetros principais em situações de cargas extremas.

O tipo de unidade flutuante e o ponto onde o riser será conectado, são aspectos que levam a situações diversas em termos de resposta e projeto do riser.

Para análise do movimento do flutuante, parte-se sempre de uma análise da hidrodinâmica do casco, em que sua forma é aproximada por painéis e as características de massa, distribuição de pesos e calado são considerados entre outros. Esta análise é executada por engenheiros navais e através dela obtém-se uma tabela com a resposta do

flutuante para ondas de alturas unitárias em várias frequências de excitação e para várias direções de ataque da onda em relação ao flutuante (ver figura 6.10). Este tabela é chamada de RAO

(Response Amplitude Operator). O software mais usado pela BR nestas análises é o WAMIT. A análise é linear e considera efeitos como difração e reflexão de ondas.

A tabela da função de transferência traz valores de amplitudes e de fases. A amplitude representa o valor de amplitude da resposta harmônica obtida quando o flutuante é submetido a uma onda maior que a unitária.

Outra abordagem possível, porém menos empregada, é através da utilização de modelos acoplados que consideram a modelagem de risers e unidade flutuante em conjunto. Nestes modelos, são incorporados coeficientes gerados na análise do WAMIT, mas se tem o cálculo de forças sobre o casco realizado de forma diferente, empregando-se a abordagem de Hooft que emprega aproximadamente a formulação de Morison. A modelagem da resposta do casco contém algumas aproximações, mas a resposta dinâmica dos risers é modelada. A ação da correnteza sobre os risers bem como a sua resposta às alterações do offset da plataforma é considerada. Na resposta dinâmica considera-se o amortecimento das linhas

Com relação ao cálculo de peso submerso, rigorosamente o cálculo deveria ser feito considerando-se a integral de pressões hidrostáticas na superfície do riser. O programa (Anflex), no entanto, adota a consideração do peso aparente que consiste em aplicar a cada elemento o princípio de Arquimedes. A consideração do peso aparente leva à obtenção da tração efetiva que garante o equilíbrio global do riser. Em outras palavras, assume-se que a tração efetiva comanda o equilíbrio global da linha, mas o dimensionamento da seção deve ser feito tomando-se a tração real. Em algumas aplicações de risers flexíveis em águas profundas, a compressão efetiva induzida por movimentos dinâmicos, contribui relativamente pouco para a compressão real. A principal contribuição vem do diferencial de pressões na seção. Esta situação se agrava quando se considera a linha vazia.

$$N_{ef} = N_{real} + P_{ext}^{A_{ext}} - P_{int}^{A_{int}}$$

### 7.6.1 Cálculo por Funções de Transferência

Nesta abordagem o simulador de riser lê a tabela de RAO e faz o cálculo do movimento resultante a partir do dado de onda definido pelo usuário.

#### 7.6.1.1 Aproamento relativo onda-flutuante

Este dado é de fundamental importância, pois a resposta do flutuante varia bastante em função da direção de ataque da onda. Por exemplo, no caso de um navio com sistema turet na extremidade, o caso do navio aproado a 45 graus em relação à onda será muito mais crítico do que o caso de um aproamento de 0 graus. O mar de través (90 graus) também costuma ser bastante crítico.

### **7.6.1.2 Análise de Mar Regular**

Uma vez lida a função de transferência, resta a definição da onda que atua num determinado caso de carregamento. O caso de mar regular corresponde a adotar uma onda com um período e altura definidos. O fato de se ter um único período definido, faz com que se considere apenas uma linha da função de transferência. Pode ocorrer que o período escolhido não seja o que causa o pior efeito por ficar longe da ressonância do flutuante. Pode-se adotar em alguns casos o expediente de variar o período da onda ou mesmo de considerar diferentes pares altura-período quando se dispõe de dados.

### **7.6.1.3 Análise de Mar Irregular**

A análise de mar irregular é mais realista pois aproxima melhor a característica das ondas do mar de conter um espectro de frequências. Um estado de mar pode ter uma concentração em torno de uma frequência tal que a representação por uma onda regular seja razoável. No caso da bacia de Campos, esta concentração não é tão pronunciada como na Costa da África, por exemplo. O grupo de oceanografia estabeleceu que as ondas da Bacia de Campos podem ser modeladas através do espectro de Jonswap.

Dado um espectro de mar, este é representado internamente no ANFLEX através do somatório de um conjunto de ondas harmônicas cobrindo a faixa em que existe energia no espectro. As séries temporais de elevações de alturas das componentes harmônicas são simuladas considerando-se um valor de fase adicional aleatório. Fase adicional porque já existe um valor de fase correspondente à fase relativa onda-movimento na função de transferência. O conjunto de fases aleatórias serve para defasar os componentes harmônicos entre si.

Os movimentos são então obtidos através do cruzamento destas ondas com a função de transferência, simulando-se então uma série temporal de movimentos que é imposta no topo do riser. Este tipo de abordagem traz incertezas estatísticas pois a série temporal gerada não é única. Ela varia em função das fases assumidas entre as componentes harmônicas e do tempo total de simulação. Quando se busca um evento extremo, não se tem garantia que um evento mais rigoroso não ocorreria após a interrupção da série simulada. O tratamento de incertezas pode ser feito adotando-se um tratamento estatístico da resposta, realizando-se várias simulações, ou escolhendo previamente situações sabidamente críticas para simular. Valores típicos de simulações de mar irregular variam tipicamente de 1200 a 3600s em situações de fadiga para até 10800s em casos extremos.

### **7.6.1.4 Metodologias Híbridas**

Uma forma de incorporar o efeito da abrangência de frequências e ao mesmo tempo simplificar a análise sem o ônus do tratamento estatístico, é através do emprego de metodologias híbridas. Considera-se o espectro da onda e procede-se ao cruzamento deste com o RAO do flutuante. A partir do espectro de resposta obtido, são calculados máximos estimados para deslocamentos e acelerações.

Na abordagem do harmônico equivalente, assume-se a amplitude como a máxima esperada e ajusta-se o período de forma a obter também a aceleração máxima esperada. Desta forma, são obtidos pares amplitude-período para cada um dos graus de liberdade, sendo os períodos via de regra diferentes. Elege-se então o grau de liberdade mais crítico para a resposta do riser, assumindo-se o período deste como o período associado a todos os graus de liberdade. Isto porque uma análise harmônica não teria sentido com períodos diferentes entre os graus de liberdade.

Normalmente assume-se que o heave (movimento vertical) é o mais crítico para uma linha flexível, notadamente quando estamos procurando verificar a resposta na região do TDP. Nesta abordagem do harmônico equivalente não se modela a ação direta da onda. Caso isso seja feito através de uma altura máxima associada ao período escolhido, pode-se assumir a fase do movimento como correspondendo também a este período.

Outra abordagem híbrida é a dedução de uma onda de projeto. O ponto de partida é o mesmo da abordagem anterior em que se realiza o cruzamento do espectro de mar com o RAO. Obtido um espectro de deslocamentos e um espectro de acelerações, faz-se então a dedução de ondas com amplitude igual ao máximo esperado e com duas opções para dedução do período: aquele que satisfaz à máxima amplitude; e aquele que levará à máxima aceleração. Nesta metodologia também se elege um grau de liberdade dominante ou crítico para o tipo de resposta procurada.

### **7.6.2 Séries Temporais de Movimentos**

A imposição de movimentos através de séries temporais é necessária quando se faz uma simulação dos movimentos do flutuante através de modelos acoplados no domínio do tempo. Os movimentos são gerados a partir da representação randômica de um dado estado de mar. Nestes casos usualmente se tem uma simulação de mar irregular de no mínimo 2400 segundos de duração, e que em muitos casos pode chegar a 10800 segundos. Neste caso não se tem simplificação do movimento de baixa frequência que aparece juntamente com a resposta dita de 1ª ordem, no que se diz respeito a adoção de um harmônico equivalente, pois o movimento de baixa frequência aparece juntamente com a resposta, dita de 1ª ordem.

As análises de modelos acoplados no domínio do tempo demandam um tempo maior de análise devido às não linearidades envolvidas, em conjunto com o caráter aleatório das ondas. Hoje em dia muitos profissionais estão começando a defender o uso intensivo do cálculo de movimentos dinâmicos através de modelos acoplados por acreditarem que eles fornecem resultados mais realistas e muitas vezes com amplitudes menores de movimentos, o que leva a projetos menos conservadores.

Outra situação em que se pode utilizar a série temporal de movimento é quando se tem um sinal monitorado de movimentos em plataformas ou navios em operação no campo ou mesmo de ensaios em tanques de provas.

Vale lembrar que uma simulação de um sinal temporal aleatório conduz a uma resposta também aleatória. Quando se tem uma análise de fadiga, o procedimento usual em análises no domínio do tempo é proceder a uma pesquisa de amplitudes de variação de tensões e o número de vezes em que ocorrem ao longo da simulação. O algoritmo que procede a esta contagem chama-se método Rainflow. Os números de ciclos encontrados para uma simulação são então estendidos para uma duração correspondente ao percentual de ocorrência do estado de mar simulado. O total de estados de mar considerado deve totalizar um percentual de 100% de ocorrência, cobrindo assim a representação de um ano típico na vida do riser.



No caso de se proceder a uma análise de um evento extremo, após a simulação existem três abordagens que são utilizadas por projetistas:

1. Consideram-se os pontos de uma simulação como uma amostragem estatística cujos resultados são então utilizados para extrapolação de valores máximos ou mínimos (extremos).
2. Consideram-se várias simulações, geradas a partir de diferentes sementes aleatórias, tomando-se os valores extremos obtidos e montando-se uma distribuição de extremos. A partir desta distribuição estima-se o valor máximo dentro de uma probabilidade de excedência. Nestes casos pode-se ainda tomar apenas os trechos em que a altura da onda estão próximos do valor máximo;
3. Assume-se que o sinal temporal simulado é representativo de um evento extremo e toma-se o máximo histórico obtido. Quando se usa tal expediente procura-se garantir que durante a simulação dos movimentos a onda atingiu um valor próximo do máximo esperado ( $1,86 \cdot H_s$ ). Este tipo de abordagem por vezes é chamado de determinístico.

Quando se utiliza um simulador de modelo acoplado para geração de movimentos, deve-se verificar a compatibilidade entre a geração das ondas entre os simuladores de movimento e de riser. Caso contrário, a simulação do riser não vai reproduzir a situação simulada para os movimentos. Este aspecto pode ser especialmente crítico na região do topo do riser onde as fases relativas onda-movimento são parâmetro relevante para a resposta.

## 8 Exemplos

### 8.1 Exemplo 1: análise de cargas extremas do riser para exportação de óleo da plataforma P1, em configuração Lazy-Wave

#### Resumo

A seguir apresentarei os resultados da análise de cargas extremas do riser para exportação de óleo da plataforma P1. O referido riser é um SCR (Riser Rígido em Catenária) em configuração *Lazy-Wave*, com diâmetro de 18". Os principais objetivos da análise são: determinar as trações máximas no topo do riser, as tensões máximas ao longo do riser e as rotações máximas na *flex joint*, para todas as condições de carregamento consideradas e verificar se esses valores excedem os limites admissíveis. Na análise foram consideradas 50 combinações de carregamentos com diferentes fluidos internos, *offsets* estáticos, condições ambientais.

Os principais resultados da análise foram os seguintes:

- Para todos os 50 casos de carregamento as tensões máximas de Von Mises ficaram abaixo dos limites estabelecidos pela norma API-RP-2RD;
- Os esforços máximos no topo do riser estão apresentados na tabela 8-1, a seguir:

**Tabela 8-1: Principais Esforços no Topo do Riser.**

<b>Esforço</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Reação Vertical Estática	kN	5161.69
Reação Horizontal Estática	kN	1195.32
Máxima Reação Vertical	kN	6624.71
Máxima Reação Horizontal	kN	1777.68
Máximo Momento Fletor no Plano X-Z	kN.m	437.09
Máximo Momento Fletor no Plano X-Y	kN.m	593.53

- Para a *flex joint*, a rotação máxima foi de 22,24°.

## Introdução

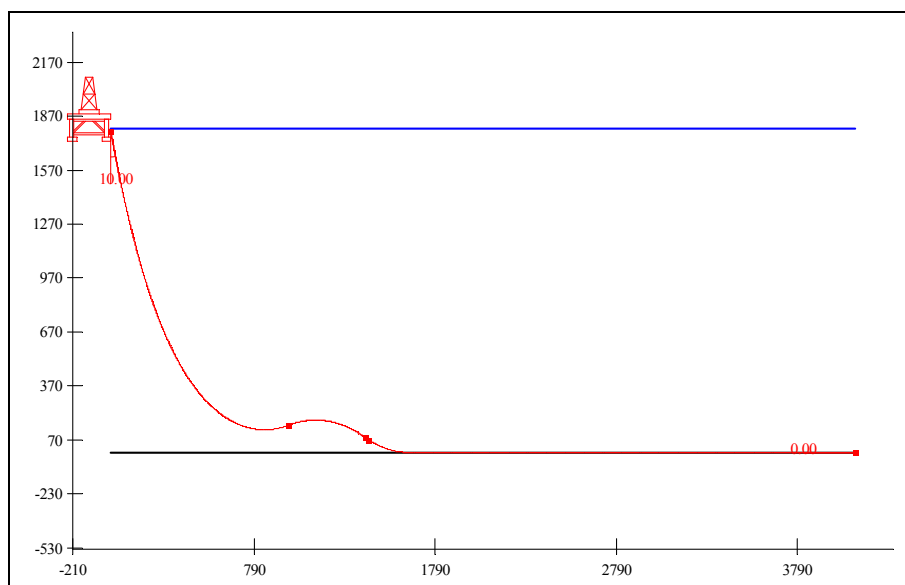
A plataforma P1 do exemplo teórico é semi-submersível com uma lâmina d' água de 1800 m. À mesma, serão ligados 45 Risers Rígidos em Catenária (SCRs) para importação de óleo, injeção de água, *gas lift*, exportação de gás e exportação de óleo. Neste trabalho foi feita uma análise do riser #1, situado no bordo norte da plataforma que será utilizado para exportação de óleo, sob condições de carregamentos extremos. O referido riser é um SCR (*Steel Catenary Riser*) em configuração *Lazy-Wave*, com diâmetro de 18". Os principais objetivos da análise são: determinar as trações máximas no topo do riser, as tensões máximas ao longo do riser e as rotações máximas na *flex joint*, para todas as condições de carregamento consideradas e verificar se esses valores excedem os limites admissíveis.

Foram feitas análises estáticas e dinâmicas, considerando mar regular. Foram considerados 50 casos de carregamento incluindo as condições de: hidroteste(teste hidrostático do riser), operacional, cargas extremas e acidentais, com diferentes combinações de fluidos internos, *offsets*, correntes e ondas.

## Dados da Análise

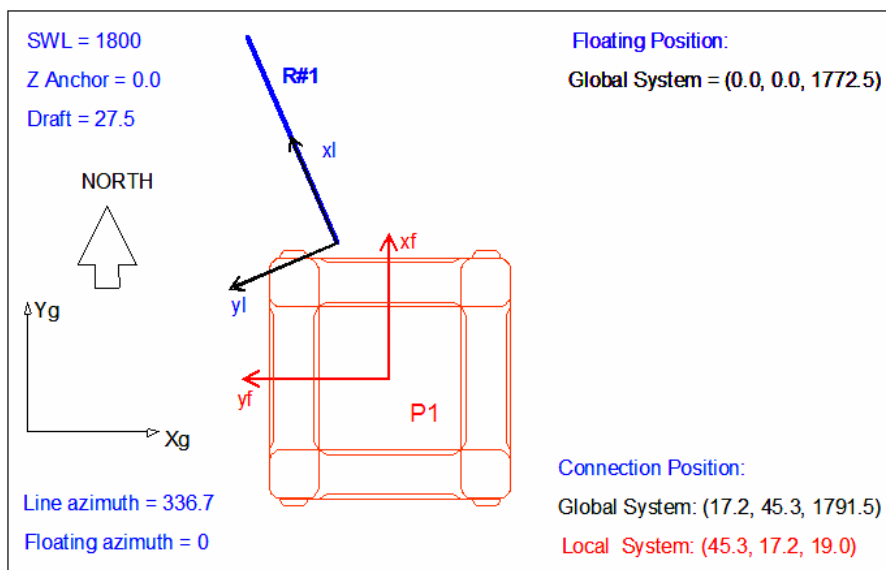
### Dados do Riser

A figura 8-1 mostra a configuração do riser analisado considerando-se um ângulo de topo de 10° e um fluido interno com peso específico igual a 9 kN/m<sup>3</sup>.



**Figura 8-1 : Geometria do riser #1 de 18”.**

O riser será instalado com um azimute de 336.7°, o ponto de conexão será (45,3;17,2;19,0) no sistema local do flutuante. Foi considerado um calado de 23 m para cargas ambientais com ondas centenárias e de 27,5 m para os demais casos. A figura 8-2 mostra a localização do riser em relação à plataforma P1.



**Figura 8-2 : Localização do riser em relação à plataforma.**

Nessa análise o riser foi dividido em quatro segmentos descritos a seguir:

- Segmento 01: Tubo de aço;
- Segmentos 02, 04 e 05: Tubo de aço + *Strakes*;
- Segmento 03: Tubo de aço + Flutuadores;
- Segmento 06: *Flex Joint*;

A tabela 8-2 mostra os dados utilizados para cada segmento. Os segmentos de 01 à 05 foram modelados utilizando elementos do tipo “RIGIDTUBE”(elemento composto de uma camada maciça de aço). Para o segmento 06 o tipo de elemento utilizado foi o “FLEXJOINT”, cujos dados estão apresentados na tabela 8-3. Não foi modelada a mísula.

**Tabela 8-2: Dados para o programa Anflex – “RIGIDTUBE”.**

Propriedades dos Segmentos	Unid.	Segmentos				
		1 - Tubo	2 - Strakes	3 - Flut.	4 - Strakes	5 - Strakes
Comprimento do Segmento	(m)	2700.0	25.0	448.0	1900.0	207.5
Comprimento do Elemento Inicial	(m)	5.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Comprimento do Elemento Final	(m)	2.0	2.0	2.0	2.0	0.3
Peso Específico do Fluido Interno	(kN/m <sup>3</sup> )	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Peso Específico	(kN/m <sup>3</sup> )	77.0000	77.0000	77.0000	77.0000	77.0000

Diâmetro Externo	(m)	0.4572 (18")	0.4572	0.4572	0.4572	0.4572
Diâmetro Interno	(m)	0.4001 (15.75")	0.4001	0.4001	0.4001	0.4001
Empuxo do Flutuador	(kN/m)	0.8152	1.5718	9.9440	1.5718	1.5718
Peso Seco do Flutuador	(kN/m)	0.7240	1.5729	5.3840	1.5729	1.5729
Módulo de Elasticidade (E)	(kN/m <sup>2</sup> )	2.07E+08	2.07E+08	2.07E+08	2.07E+08	2.07E+08
Coefficiente de Inércia de Morison (CM)		2.0000	3.0000	5.3800	3.0000	3.0000
Coefficiente de Arrasto de Morison (CD)		1.0000	2.0000	1.0000	2.0000	2.0000
Diâmetro Hidrodinâmico	(m)	0.5588	0.6388	0.9866	0.6388	0.6388
Peso Adicional	(kN)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Espessura do Riser	(pol)	1.125"	1.125"	1.125"	1.125"	1.125"

**Tabela 8-3: Dados da Flex Joint.**

<b>Propriedades</b>	<b>Unid.</b>	<b>Valor</b>
Rigidez X (Local)	(kN/m)	3.08E+08
Rigidez Y (Local)	(kN/m)	3.08E+08
Rigidez Z (Local)	(kN/m)	3.08E+08
Rigidez RX (Local)	(kN.m/Deg)	200.00
Rigidez RY (Local)	(kN.m/Deg)	28.34
Rigidez RZ (Local)	(kN.m/Deg)	28.34
Fator de Enrijecimento RX	-	1.00
Fator de Enrijecimento RY	-	1.07
Fator de Enrijecimento RZ	-	1.07

## Dados do Solo

As propriedades do solo utilizadas nessa análise estão apresentadas a seguir:

- Coeficiente de atrito lateral: 0,51
- Coeficiente de atrito axial: 0,51
- Deslocamento de mobilização lateral: 0,56 m
- Deslocamento de mobilização axial: 0,03 m
- Rigidez vertical: 1735,00 kN/m,

## Carregamentos

Foram considerados 50 casos de carregamento incluindo as condições de: hidroteste, operacional, cargas extremas e acidentais, com diferentes combinações de fluidos internos, *offsets* e condições ambientais. A tabela 8-4 apresenta a descrição dos casos de carregamentos considerados. Para cada categoria de carregamento foi adotado um coeficiente de segurança. Na tabela 8-10 pode-se encontrar esses valores referentes ao coeficiente de segurança de cada categoria de carregamento.

Tabela 8-4: Casos de Carregamento.

Caso	Categoria	Cond. Ambientais (Dir. - Per. Retorno)		Conteúdo Interno	Pressão Interna (MPa)	Cond. Do Flutuante	Offset do Flutuante	Pos. do Flutuante
		Onda	Corrente					
1	Hidroteste	SE 1	NW 1	Água	24,87	Intacto	2.0%	Near
2	Hidroteste	S 1	N 1	Água	24,87	Intacto	2.0%	NQ 1
3	Hidroteste	SW 1	NE 1	Água	24,87	Intacto	2.0%	Trans 1
4	Hidroteste	N 1	S 1	Água	24,87	Intacto	2.0%	FQ 2
5	Hidroteste	NW 1	SE 1	Água	24,87	Intacto	2.0%	Far
6	Operacional	SE 1	NW 1	Óleo	19,60	Intacto	2.0%	Near
7	Operacional	S 1	N 1	Óleo	19,60	Intacto	2.0%	NQ 1
8	Operacional	SW 1	NE 1	Óleo	19,60	Intacto	2.0%	Trans 1
9	Operacional	N 1	S 1	Óleo	19,60	Intacto	2.0%	FQ 2
10	Operacional	NW 1	SE 1	Óleo	19,60	Intacto	2.0%	Far
11	Extremo A	SE 100	NW 10	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Near
12	Extremo A	S 100	N 10	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	NQ 1
13	Extremo A	SW 100	NE 10	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Trans 1
14	Extremo A	N 100	S 10	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	FQ 2
15	Extremo A	NW 100	SE 10	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Far
16	Extremo B	SE 10	NW 100	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Near
17	Extremo B	S 10	N 100	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	NQ 1
18	Extremo B	SW 10	NE 100	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Trans 1
19	Extremo B	N 10	S 100	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	FQ 2
20	Extremo B	NW 10	SE 100	Óleo	19,60	Intacto	5.0%	Far
21	Acidental 1	SE 100	NW 10	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Near
22	Acidental 1	S 100	N 10	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	NQ 1
23	Acidental 1	SW 100	NE 10	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Trans 1
24	Acidental 1	N 100	S 10	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	FQ 2
25	Acidental 1	NW 100	SE 10	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Far
26	Acidental 1A	SE 10	NW 100	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Near
27	Acidental 1A	S 10	N 100	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	NQ 1
28	Acidental 1A	SW 10	NE 100	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Trans 1
29	Acidental 1A	N 10	S 100	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	FQ 2
30	Acidental 1A	NW 10	SE 100	Óleo	19,60	1 Linha Romp.	5.5%	Far
31	Acidental 2	SE 1	NW 1	Óleo	19,60	17º DN1	2.0%	Near
32	Acidental 2	S 1	N 1	Óleo	19,60	17º DN1	2.0%	NQ 1
33	Acidental 2	SW 1	NE 1	Óleo	19,60	17º DN1	2.0%	Trans 1
34	Acidental 2	N 1	S 1	Óleo	19,60	17º DN1	2.0%	FQ 2
35	Acidental 2	NW 1	SE 1	Óleo	19,60	17º DN1	2.0%	Far
36	Acidental 2	SE 1	NW 1	Óleo	19,60	17º DN2	2.0%	Near
37	Acidental 2	S 1	N 1	Óleo	19,60	17º DN2	2.0%	NQ 1
38	Acidental 2	SW 1	NE 1	Óleo	19,60	17º DN2	2.0%	Trans 1
39	Acidental 2	N 1	S 1	Óleo	19,60	17º DN2	2.0%	FQ 2
40	Acidental 2	NW 1	SE 1	Óleo	19,60	17º DN2	2.0%	Far
41	Acidental 2	SE 1	NW 1	Óleo	19,60	17º DP1	2.0%	Near
42	Acidental 2	S 1	N 1	Óleo	19,60	17º DP1	2.0%	NQ 1
43	Acidental 2	SW 1	NE 1	Óleo	19,60	17º DP1	2.0%	Trans 1
44	Acidental 2	N 1	S 1	Óleo	19,60	17º DP1	2.0%	FQ 2
45	Acidental 2	NW 1	SE 1	Óleo	19,60	17º DP1	2.0%	Far
46	Acidental 2	SE 1	NW 1	Óleo	19,60	17º DP2	2.0%	Near
47	Acidental 2	S 1	N 1	Óleo	19,60	17º DP2	2.0%	NQ 1
48	Acidental 2	SW 1	NE 1	Óleo	19,60	17º DP2	2.0%	Trans 1
49	Acidental 2	N 1	S 1	Óleo	19,60	17º DP2	2.0%	FQ 2
50	Acidental 2	NW 1	SE 1	Óleo	19,60	17º DP2	2.0%	Far

## Offsets Estáticos

Foram aplicados *offsets* no topo do riser com direções variando de 0 a 360° com intervalos de 45°. Essas direções foram chamadas de *Near*, *Near Quarter*, *Transverse*, *Far Quarter* e *Far*, como mostra a figura 8-3. Como se pode ver, para cada uma das direções *Near Quarter*, *Transverse* e *Far Quarter*, há duas possibilidades. A análise foi feita para apenas uma dessas possibilidades, considerando a direção em que as condições ambientais (Altura da onda) fossem as mais críticas.

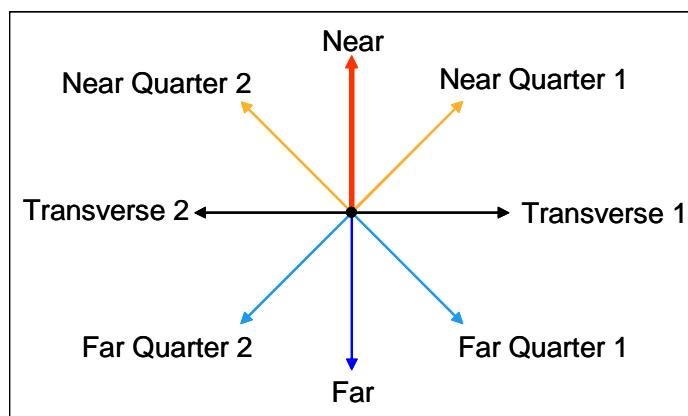


Figura 8-3: Direção dos *Offsets*.

Em relação às rotações, as direções foram definidas de acordo com os dois eixos diagonais da plataforma: Diagonal Positiva e Diagonal Negativa. Como para cada uma dessas direções há dois sentidos, foram, então, definidos quatro sentidos de rotação, como está mostrado na figura 8-4.

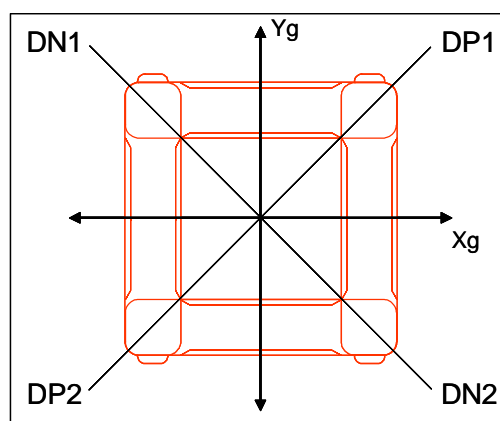


Figura 8-4 : Direções das rotações.

## Cargas Ambientais

Para cada caso de carregamento foram selecionadas as cargas ambientais (onda e correnteza) cujas direções fossem as mais próximas da direção do *offset*. Os dados de ondas e correntezas foram obtidos da especificação técnica *Metocean Data*.



### Correntezas:

As tabelas a seguir apresentam os perfis de correntezas utilizados na análise. As direções indicam para onde as correntes vão.

**Tabela 8-5 : Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Norte, (b) Nordeste.**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.010	1.250	1.450	N
100	0.890	1.000	1.100	N
350	0.790	0.890	0.960	N
500	0.690	0.760	0.830	N
1000	0.330	0.360	0.410	NE
1500	0.260	0.310	0.360	N
1650	0.210	0.260	0.310	N
1800	0.230	0.320	0.390	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.850	1.020	1.170	NE
100	0.870	1.000	1.100	NE
350	0.820	0.880	0.930	NE
500	0.810	0.910	1.000	N
1000	0.350	0.380	0.440	N
1500	0.220	0.270	0.300	N
1650	0.260	0.340	0.420	N
1800	0.300	0.360	0.400	N

**Tabela 8-6 : Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Sul, (b) Noroeste.**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.530	1.780	2.020	S
100	1.460	1.570	1.670	S
350	0.890	1.060	1.240	SW
500	0.780	0.930	1.080	N
1000	0.490	0.530	0.570	N
1500	0.380	0.440	0.500	N
1650	0.290	0.350	0.400	N
1800	0.300	0.340	0.380	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.680	0.880	1.050	NW
100	0.690	0.840	0.950	N
350	0.750	0.850	0.940	N
500	0.760	0.860	0.930	N
1000	0.320	0.360	0.400	NW
1500	0.260	0.310	0.340	N
1650	0.250	0.310	0.370	N
1800	0.260	0.330	0.380	N

**Tabela 8-7: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Leste, (b) Sudeste.**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.850	0.980	1.100	E
100	0.760	0.870	0.960	NE
350	0.700	0.780	0.860	NE
500	0.460	0.490	0.530	NE
1000	0.350	0.380	0.420	N
1500	0.270	0.320	0.380	N
1650	0.220	0.300	0.380	N
1800	0.330	0.420	0.510	NE

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.540	1.770	1.960	SE
100	0.940	1.060	1.160	SE
350	0.890	1.010	1.120	E
500	0.770	0.850	0.920	NE
1000	0.380	0.430	0.470	NE
1500	0.300	0.350	0.400	N
1650	0.280	0.360	0.440	N
1800	0.280	0.360	0.440	NE

**Tabela 8-8: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Oeste, (b) Sudoeste**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.970	1.150	1.310	W
100	0.780	1.040	1.280	NW
350	0.750	0.850	0.940	N
500	0.520	0.580	0.640	N
1000	0.360	0.410	0.460	NW
1500	0.350	0.420	0.480	N
1650	0.260	0.330	0.390	N
1800	0.310	0.400	0.500	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.310	1.670	1.970	SW
100	1.310	1.590	1.850	SW
350	0.990	1.170	1.320	N
500	0.800	0.910	1.000	N
1000	0.410	0.450	0.490	N
1500	0.380	0.450	0.520	N
1650	0.270	0.340	0.410	N
1800	0.270	0.350	0.420	N

Ondas:

A Tabela 8-9- mostra os dados das ondas utilizados. As direções indicam de onde as ondas vêm. Foram adotadas ondas harmônicas com as alturas máximas e seu respectivo período.

**Tabela 8-9 : Dados das ondas utilizadas por direção e período de retorno.**

Dir.	Ret. (Anos)	Período (s)	Altura (m)	Offset (m)	Direção (Graus)	Rampa (s)
N	1	11.50	7.80	0.00	90.00	11.50
	10	11.80	9.70	0.00	90.00	11.80
	100	12.00	11.70	0.00	90.00	12.00
NE	1	11.40	7.30	0.00	45.00	11.40
	50	11.80	9.70	0.00	45.00	11.80
	100	11.90	10.10	0.00	45.00	11.90
E	1	11.30	6.80	0.00	0.00	11.30
	10	11.50	7.80	0.00	0.00	11.50
	100	11.70	8.70	0.00	0.00	11.70
SE	1	11.60	8.30	0.00	315.00	11.60
	10	11.90	10.30	0.00	315.00	11.90
	100	12.10	12.40	0.00	315.00	12.10
S	1	11.80	9.40	0.00	270.00	11.80
	10	12.00	11.30	0.00	270.00	12.00
	100	12.10	13.00	0.00	270.00	12.10
SW	1	12.00	10.70	0.00	225.00	12.00
	10	12.10	12.70	0.00	225.00	12.10
	100	12.20	14.60	0.00	225.00	12.20
W	1	10.90	5.70	0.00	180.00	10.90
	10	11.40	7.40	0.00	180.00	11.40
	100	11.80	9.00	0.00	180.00	11.80
NW	1	10.90	5.70	0.00	135.00	10.90
	10	11.40	7.40	0.00	135.00	11.40
	100	11.80	9.00	0.00	135.00	11.80

## RAOs

Para análises com ondas centenárias foi utilizado um RAO referente a um calado de 23 m (Arquivo: akerx\_23m.rao) e para os demais casos foi utilizado um RAO referente a um calado de 27,5 m (Arquivo: akerx\_275m.rao). O aproamento da plataforma é de 0 graus. Os RAOs originais cobriam um intervalo de 0° à 180°. Para que fosse possível utilizá-los, os mesmos foram estendidos simetricamente de 180° à 360°. Os dados para geração dos arquivos de RAO foram gerados e fornecidos pelo Eng. Luiz Augusto P. Levy.

## Análise Programa

Todas as análises foram realizadas através do programa Anflex Versão 5.12. O Anflex é um sistema computacional para a análise não-linear, estática e dinâmica (determinística e aleatória), de risers e linhas de ancoragem através do Método dos Elementos Finitos (MEF).

## Tensão Admissível

Nesta análise foram utilizados os critérios da norma API RP 2RD [10]. Esta norma recomenda os seguintes limites admissíveis:

**Tabela 8-10- Limites admissíveis de tensão**

<b>Categoria</b>	<b>Tensão Admissível</b>
Hidroteste	0,90 $\sigma_y$ 403.2 MPa
Operacional	0,67 $\sigma_y$ 300.2 MPa
Extremo	0,80 $\sigma_y$ 358.4 MPa
Acidental	1,00 $\sigma_y$ 448 MPa

(onde:  $\sigma_y$  = tensão de escoamento do material)

De acordo com a API RP 2RD esses limites de tensão se referem à tensão equivalente de Von Mises(onde sua definição pode ser encontrada em anexo no fim deste trabalho) ( $\sigma_e$ ):

$$\sigma_e \leq \gamma \cdot \sigma_y \text{ ou } \gamma \geq \frac{\sigma_e}{\sigma_y}$$

Onde:  $\gamma$  – Coeficiente de segurança dado pela tabela 8-10;

$\frac{\sigma_e}{\sigma_y}$  – Esta razão é chamada de fator de utilização.

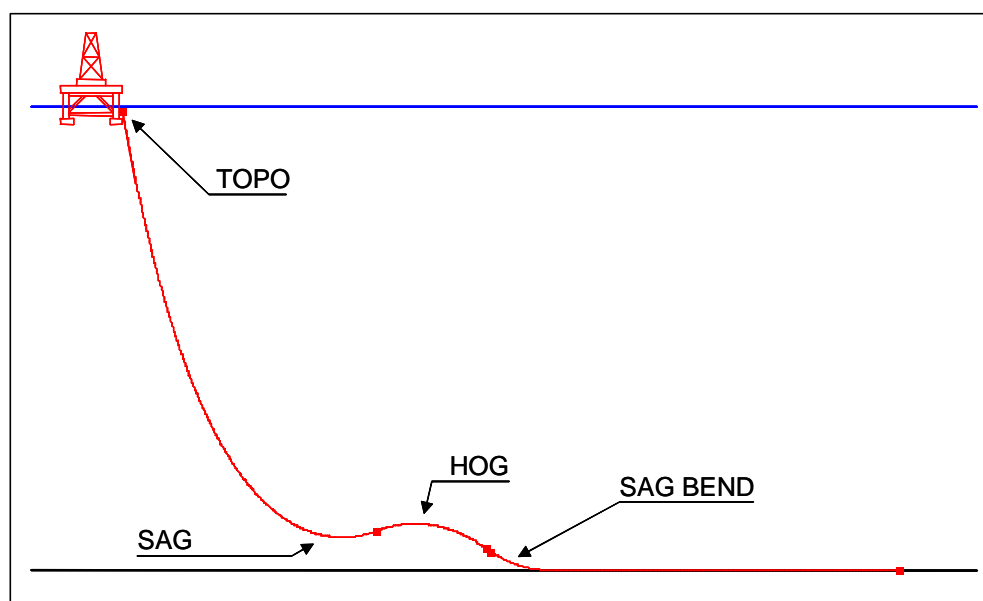
O aço adotado foi o X65 que tem uma tensão de escoamento igual a 448 MPa, e uma tensão última de ruptura ( $\sigma_u$ ) igual a 530 MPa.

## Resultados

A seguir será apresentado um resumo dos principais resultados da análise, no que se refere a valores máximos de tensão, forças no topo e na ancoragem e rotações na *flex joint*. Alguns dos valores apresentados são valores máximos tomados isoladamente em cada direção e não podem ser utilizados para o cálculo de resultantes pois não formam pares não sendo resultados simultâneos. No caso de forças e rotações, também são apresentados valores resultantes máximos. Resultados mais completos podem ser encontrados no apêndice A.

### Tensões

No riser analisado, existem, basicamente, quatro trechos críticos para a análise de tensões, denominados: Topo, Sag, Hog e Sag Bend. Esses trechos podem ser identificados pela figura 8-5.



**Figura 8-5 : Trechos críticos para análise de tensões.**

Os gráficos a seguir mostram os resultados dos coeficientes adimensionais, isto é, o valor da tensão de Von Mises máxima (esses resultados podem ser encontrados no anexo A deste trabalho) dividido pela tensão de Von Mises admissível, que é igual a tensão de escoamento do aço (X65-448 MPa) multiplicado pelo fator de segurança relativo a cada categoria de carregamento de acordo com a tabela 8-10 . Os resultados serão apresentados para cada categoria de carregamento citada na tabela 8-4 (atuantes nas diversas direções ambientais), observando os valores máximos de tensão de Von Mises em cada trecho crítico do riser mencionado na tabela 8-5.

O gráfico 8-1 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento hidroteste, onde observamos que na direção NQ1 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no topo, com 79.6% da tensão admissível.

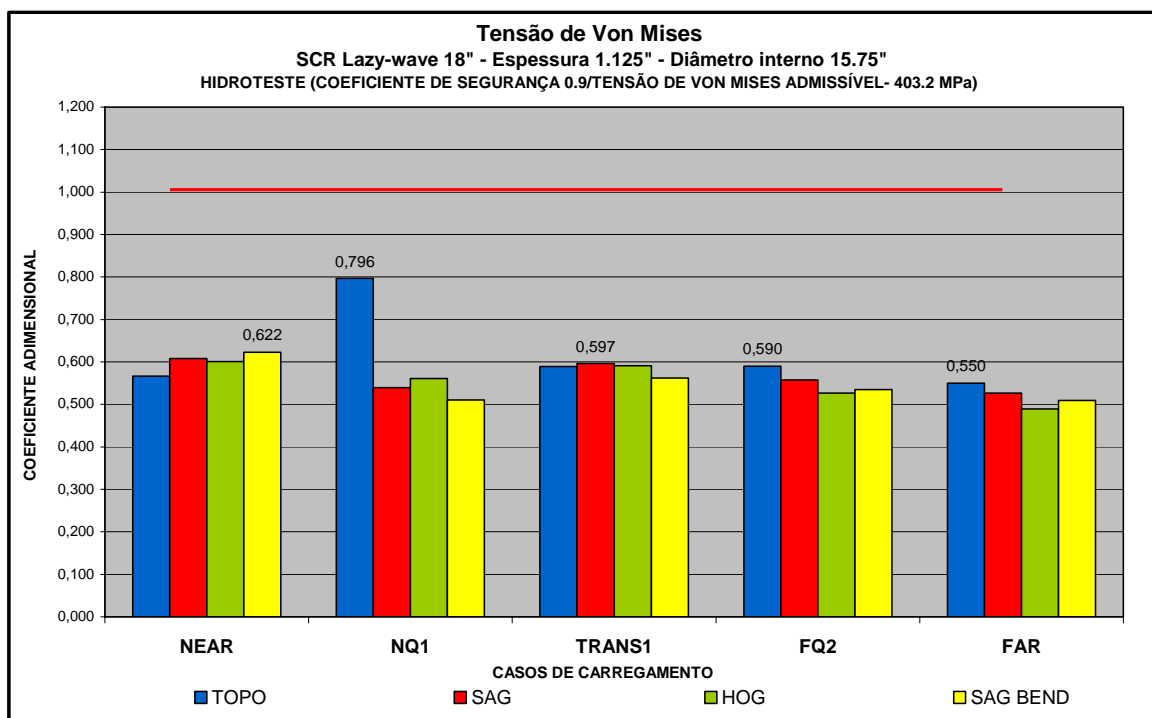


Gráfico 8-1- Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um - Hidroteste

O gráfico 8-2 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento operacional onde observamos que na direção TRANS1 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no hog, com 74.8% da tensão admissível.

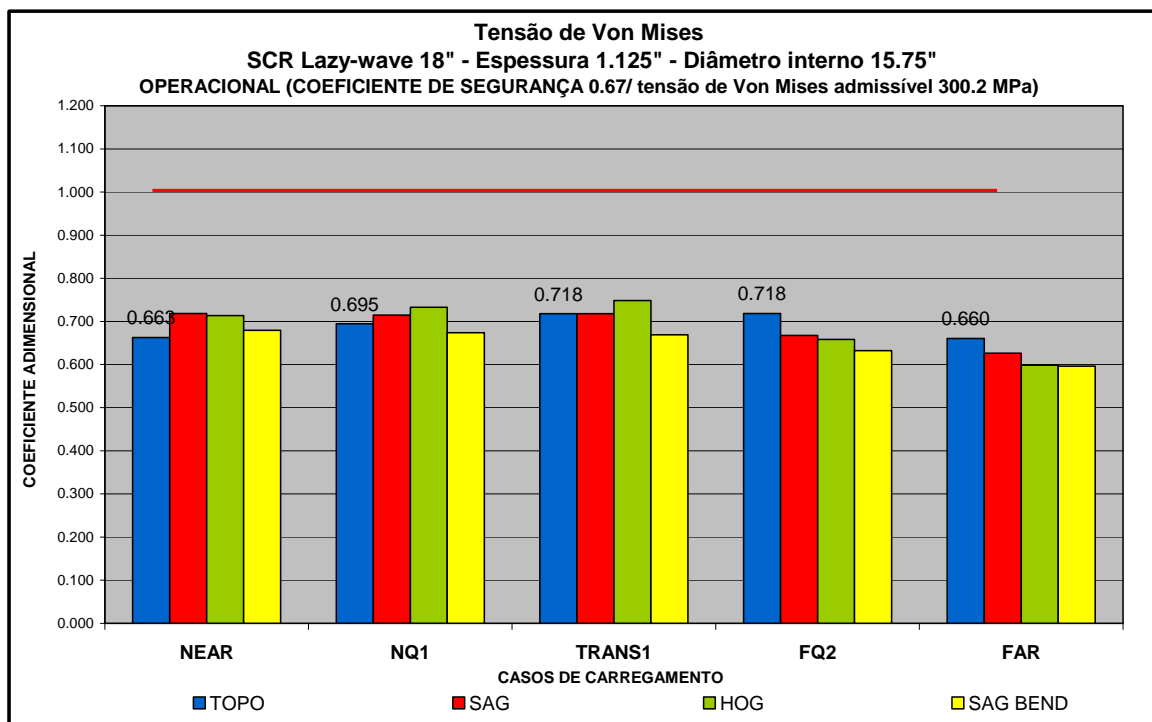


Gráfico 8-2 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um- Operacional

O gráfico 8-3 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento extremo A, onde observamos que na direção TRANS1 e FQ2 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no hog e no topo, respectivamente, com 72.4% da tensão admissível.

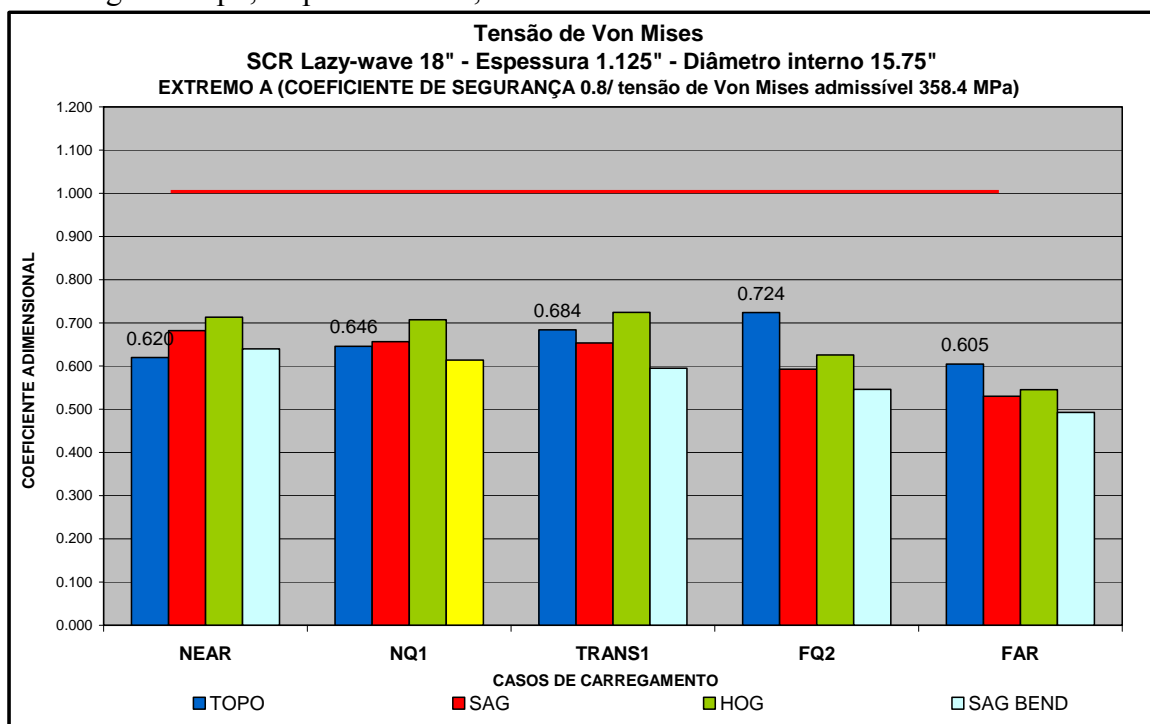


Gráfico 8-3 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um - Extremo A

O gráfico 8-4 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento extremo B, onde observamos que na direção NEAR (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no sag, com 67.6% da tensão admissível.

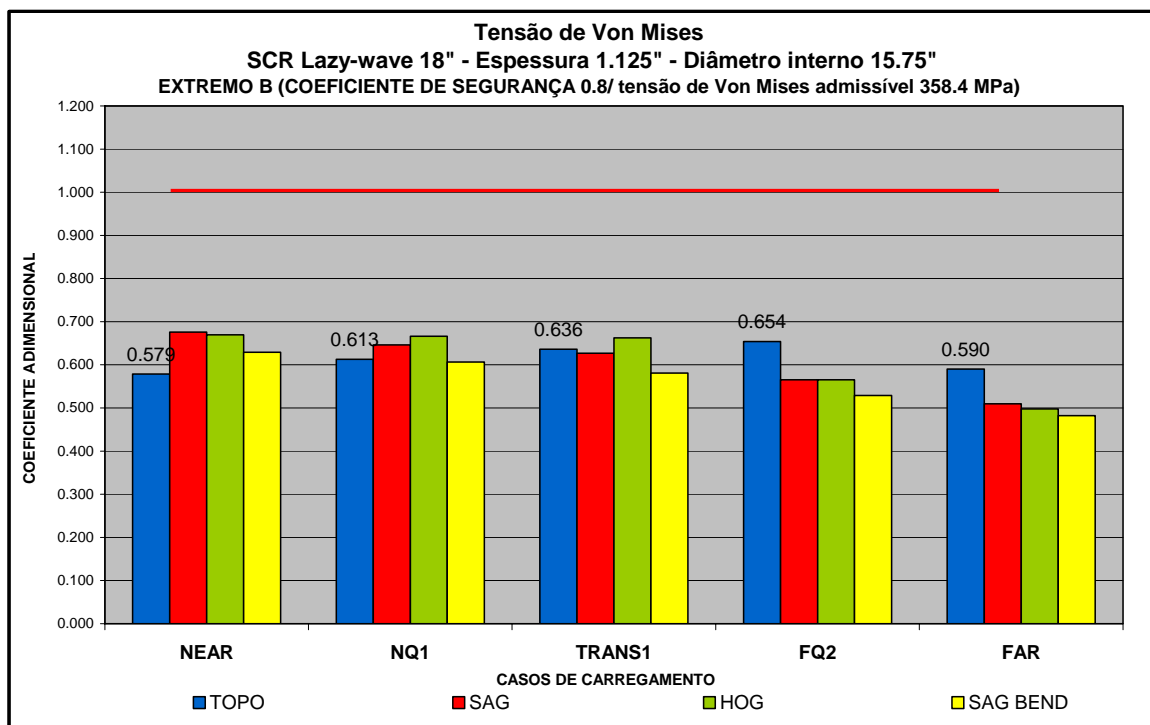


Gráfico 8-4 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um – Extremo B

O gráfico 8-5 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento acidental 1, onde observamos que na direção TRANS1 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no hog, com 57.9% da tensão admissível.

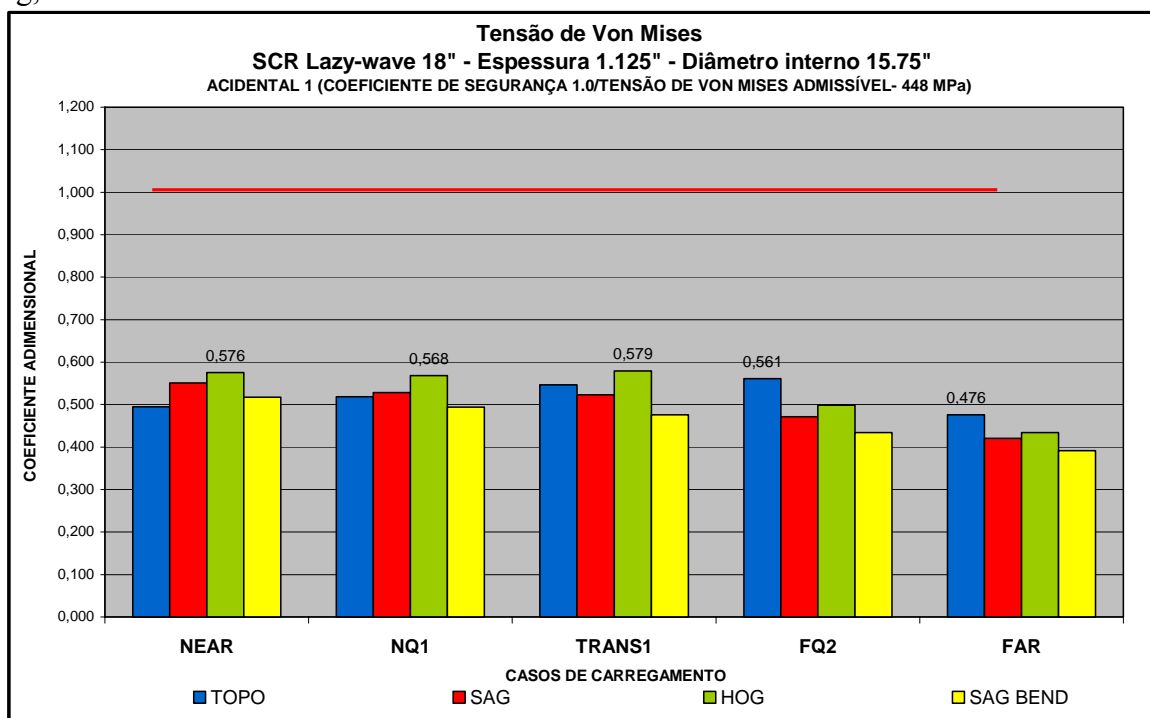


Gráfico 8-5 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um – Acidental 1

O gráfico 8-6 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento acidental 1A, onde observamos que na direção FQ2 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no sag bend, com 56.1% da tensão admissível.

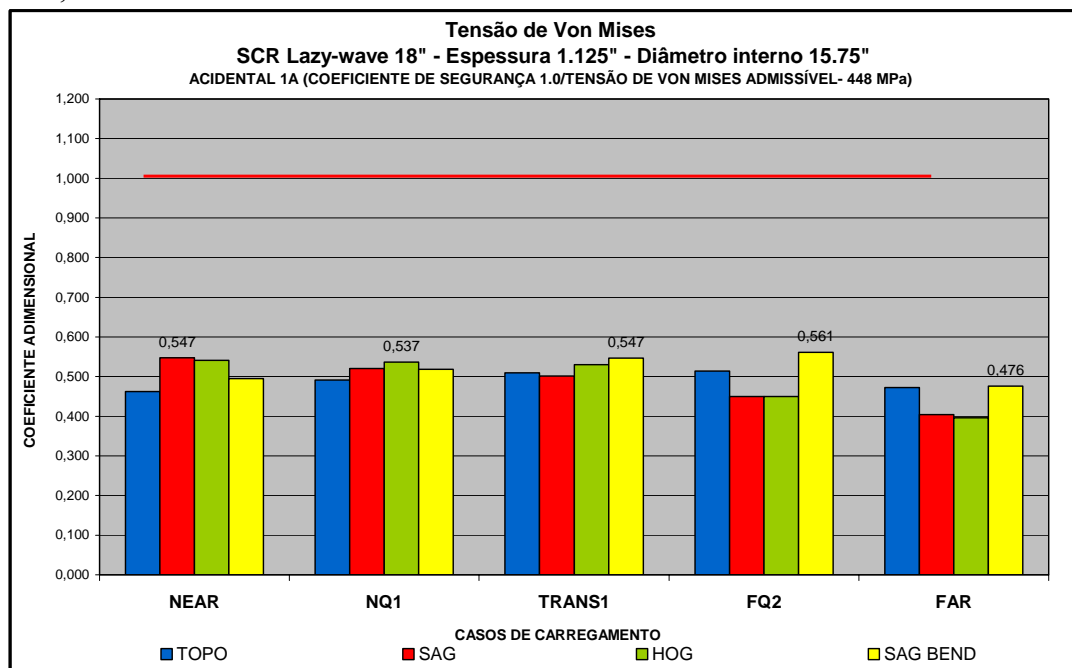
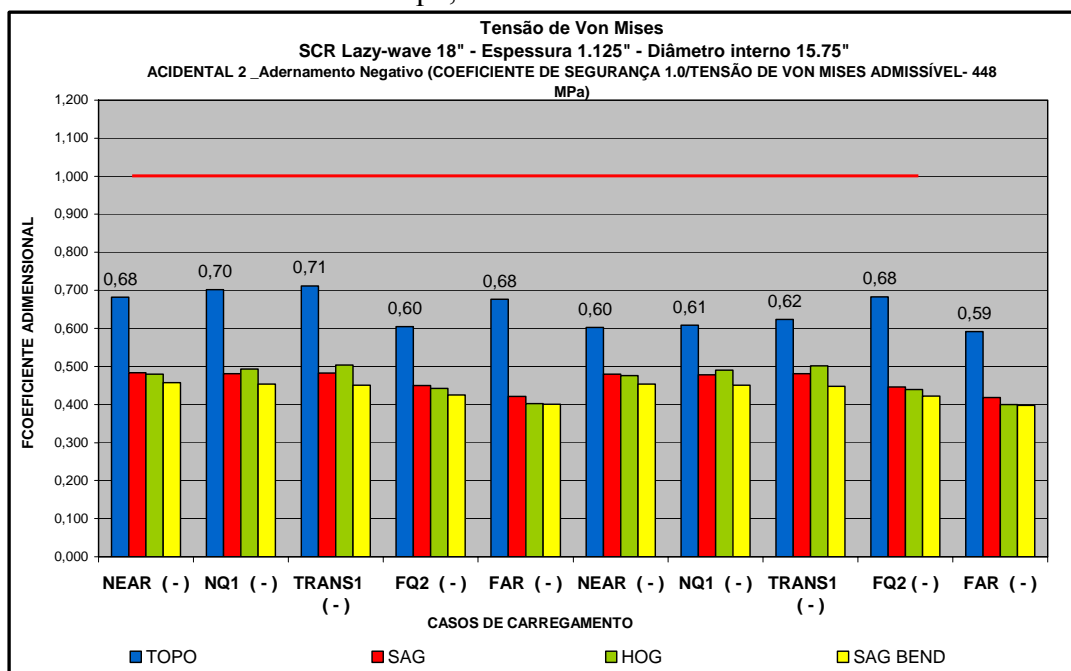


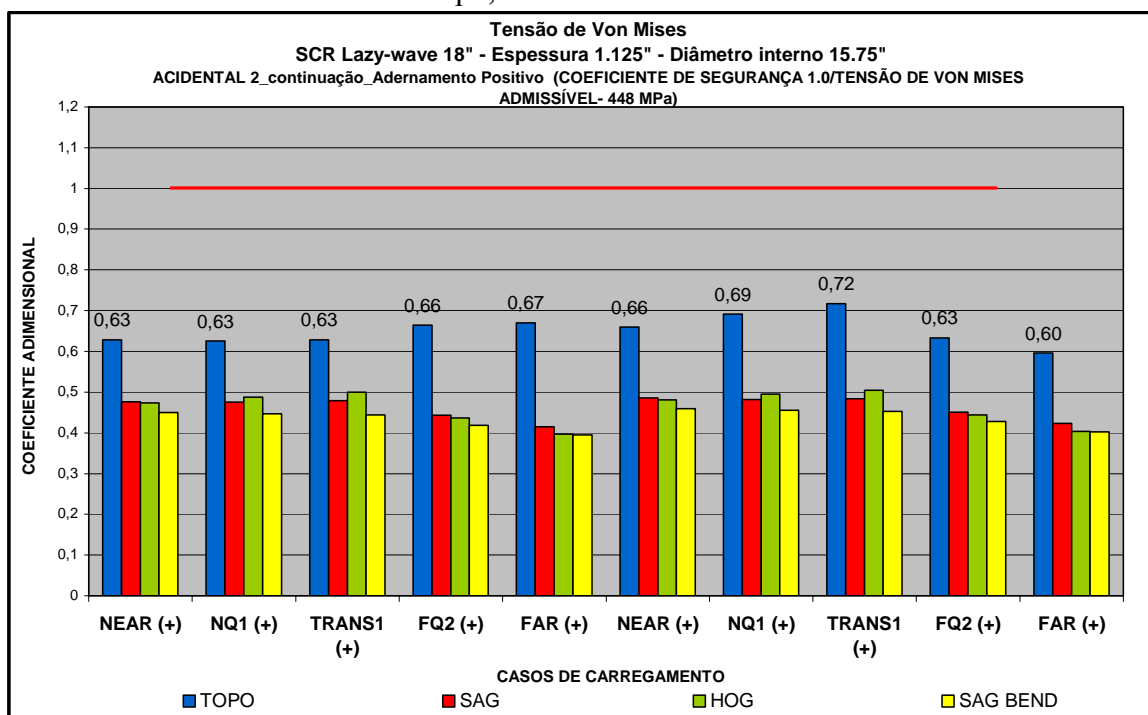
Gráfico 8-6 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um - Acidental 1A

O gráfico 8-7 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento acidental 2 adernamento negativo, onde observamos que na direção TRANS1 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no topo, com 71% da tensão admissível.



**Gráfico 8-7 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um – Acidental 2\_Adernamento Negativo**

O gráfico 8-8 mostra os resultados obtidos para a categoria de carregamento acidental 2 adernamento positivo, onde observamos que na direção TRANS1 (ver figura 8-4), o riser foi submetido a maior nível de tensão no topo, com 72% da tensão admissível.



**Gráfico 8-8 - Coeficiente Adimensional comparado com o valor admissível igual a um - Acidental 2\_continuação\_Adernamento Positivo.**



A Tabela 8-11. apresenta as tensões máximas em cada um desses trechos, para cada categoria de carregamento. Nota-se que para nenhum dos casos o fator de utilização excedeu os limites estabelecidos na tabela 8-10.

**Tabela 8-11.: Tensões máximas por categoria.**

Categoria	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	* Dist. (m)	Tensão (Mpa)	* Dist. (m)	Tensão (Mpa)	* Dist. (m)	Tensão (Mpa)	* Dist. (m)	
Hidroteste	321.12	0.00	245.21	1953.50	242.32	2279.50	251.41	2773.85	0.72
Operacional	215.63	14.24	215.63	1967.50	224.64	2255.50	203.92	2745.98	0.50
Extremo A	259.42	13.65	244.53	1951.50	259.66	2259.50	229.40	2736.82	0.58
Extremo B	234.52	14.24	242.15	1955.50	239.91	2279.50	225.43	2736.82	0.54
Acidental 1	251.41	14.24	247.05	1949.50	259.42	2259.50	231.77	2734.53	0.58
Acidental 1A	230.28	14.24	245.21	1953.50	242.32	2279.50	251.41	2773.85	0.56
Acidental 2	321.12	0.00	217.54	1961.50	226.16	2257.50	205.72	2741.39	0.72
<b>Máximos</b>	<b>321.12</b>	<b>-</b>	<b>247.05</b>	<b>-</b>	<b>259.66</b>	<b>-</b>	<b>251.41</b>	<b>-</b>	<b>0.72</b>

O gráfico 8-9 a seguir mostra os resultados da tabela 8-11 (tensões máximas por categoria) com os coeficientes adimensionais, isto é, o valor da tensão de Von Mises máxima dividido pela tensão de Von Mises admissível, que é igual a tensão de escoamento do aço (X65-448 MPa) multiplicado pelo fator de segurança relativo a cada categoria de carregamento de acordo com a tabela 8-10, podendo assim comparar as categorias de carregamentos entre si nas regiões especificadas do riser (topo, sag, hog, sag bend) com o valor admissível igual a um. Sendo este último gráfico um resumo dos valores máximos por categoria de carregamento.

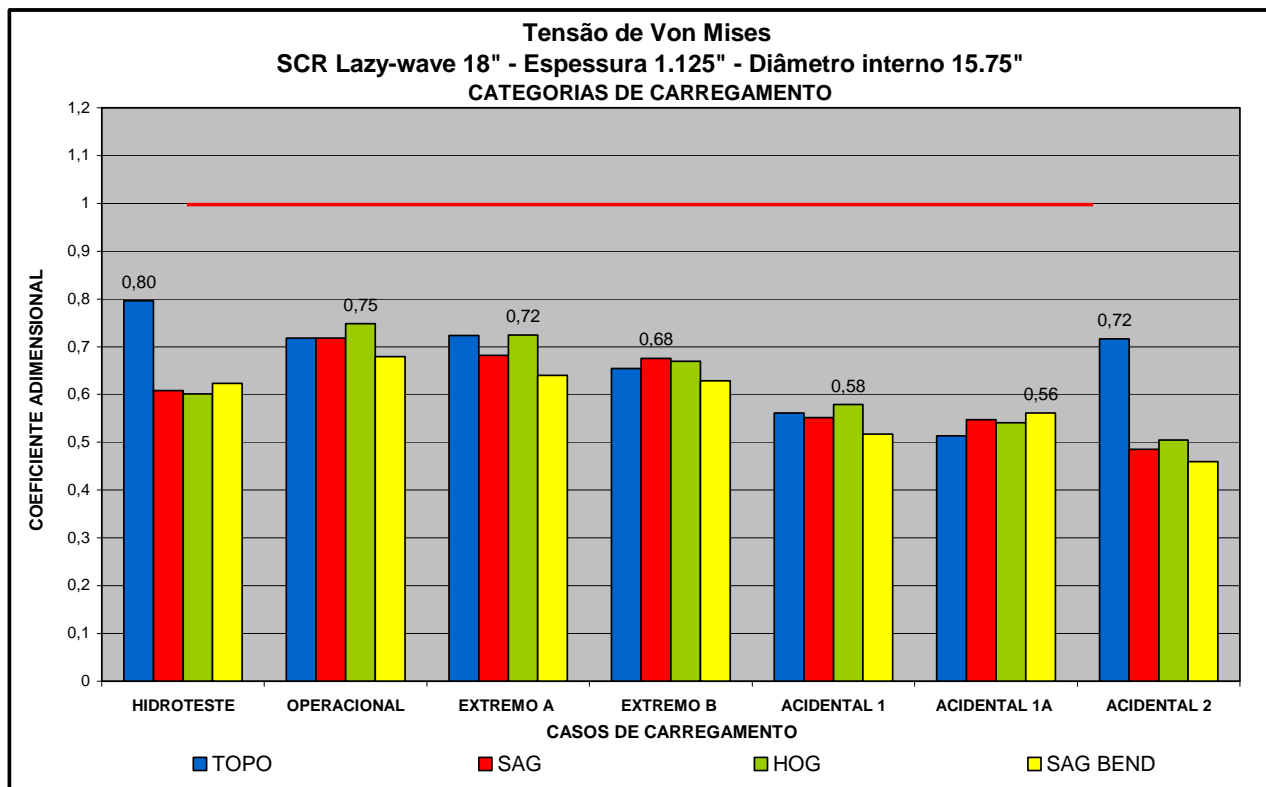


Gráfico 8-9- Coeficiente Adimensional para todas as categorias de carregamento

### Forças no Ponto de Conexão

As tabelas 8-12 à 8-15 apresentam os resultados de forças máximas no ponto de conexão. Esses esforços têm como referência os eixos globais do Anflex.

### Forças Estáticas

Na tabela 8-12 são apresentadas as forças estáticas no ponto de conexão por categoria. Para esses esforços foram considerados, como carregamentos, apenas o peso próprio do riser com o fluido interno e o empuxo. Não foram consideradas cargas de correnteza e *offsets* estáticos. Esses resultados podem ser melhor visualizados no gráfico 8-10.

Tabela 8-12: Reações estáticas, em posição neutra, por categoria (kN).

Categoria	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
Hidroteste	460.20	-1069.69	5161.69	-58.98	71.49	12.17
Operacional	438.70	-1021.95	4853.34	-63.07	76.57	12.99
Extremo A	485.66	-1081.19	4904.93	-78.47	88.73	16.44
Extremo B	526.81	-1147.10	4897.28	-96.08	111.47	19.97
Acidental 1	488.03	-1080.47	4914.95	-78.26	86.52	16.41
Acidental	529.17	-1146.49	4907.48	-95.89	109.20	19.91

1A						
Acidental 2	450.73	-1043.40	4902.54	-394.96	404.41	86.85
<b>Máximos</b>	<b>529.17</b>	<b>-1147.10</b>	<b>5161.69</b>	<b>-394.96</b>	<b>404.41</b>	<b>86.85</b>

O gráfico 8-10 abaixo mostra as reações estáticas no ponto de conexão por categorias de carregamento mostrando que o maior esforço foi o FZG para o caso hidroteste devido ao maior peso do riser (riser cheio de água, para simular a condição de instalação do riser). Esses esforços servem para o dimensionamento do suporte em que o riser se encontra.

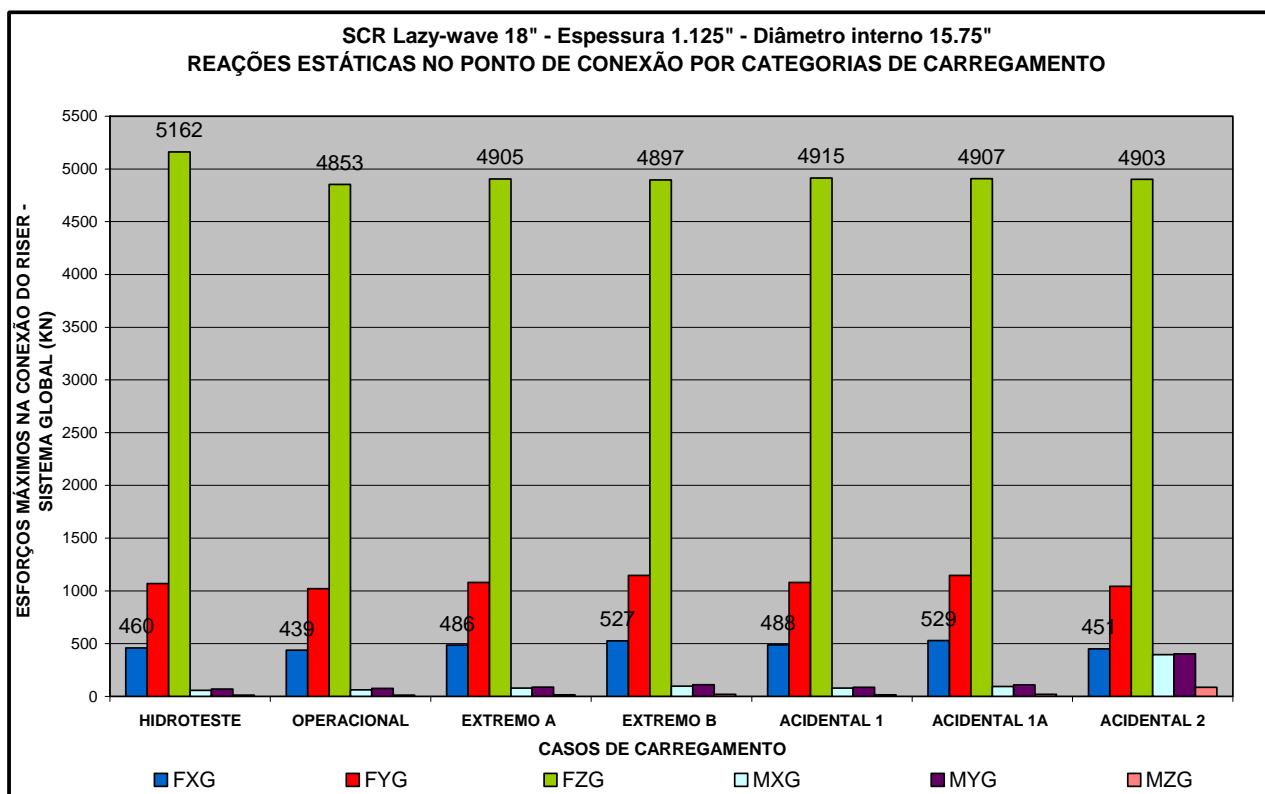


Gráfico 8-10- Reações estáticas no ponto de conexão por categoria de carregamento.

As forças máximas no sistema local da linha, para a análise estática, incluindo-se *offsets* e correntezas, são apresentadas na tabela .

Tabela 8-13: Reações estáticas máximas, no sistema local da linha.

Caso	FXL	FYL	FZL	MXL	MYL	MZL
Hidroteste - 5	-925.30	-279.59	5161.69	72.68	10.93	12.17
Extremo B - 18	-1171.49	-237.53	4837.50	58.03	91.48	12.42
Acidental 1A - 29	-822.51	-461.02	4837.50	-51.04	-30.20	-8.81
Acidental 2 - 32	-1022.28	-250.24	4837.50	352.79	354.88	86.85

Acidental 2 - 35	-861.09	-263.97	4847.76	431.35	299.06	69.70
Acidental 2 - 48	-1030.93	-249.50	4837.50	-230.53	416.02	-40.92

A figura 8-6 mostra que para o riser na condição de hidroteste o riser permanece na configuração lazy wave.

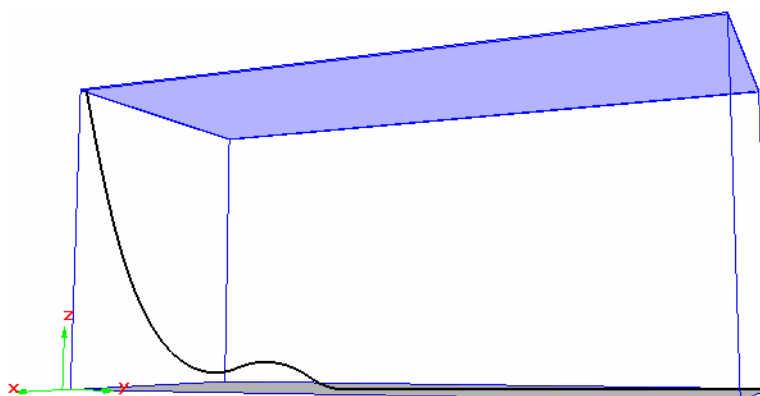


Figura 8-6 : Configuração deformada para o caso de carregamento 1 (Hidroteste).

### Forças Máximas (Dinâmicas)

A tabela 8-14 apresenta os esforços máximos no topo do riser, resultantes da análise dinâmica.

Tabela 8-14: Reações dinâmicas máximas por categoria (kN).

Categoria	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
Hidroteste	529.22	-1402.51	6315.86	-97.46	92.27	20.99
Operacional	506.87	-1352.51	5977.43	-101.59	95.77	22.23
Extremo A	664.05	-1721.45	6624.71	-161.57	188.26	40.75
Extremo B	649.72	-1531.30	6141.40	-139.69	143.44	30.73
Acidental 1	668.60	-1715.04	6621.80	-161.47	180.31	37.82
Acidental 1A	653.64	-1534.63	6138.04	-140.66	143.43	28.62
Acidental 2	521.57	-1385.09	6017.89	-434.54	427.33	101.60
<b>Máximos</b>	<b>668.60</b>	<b>-1721.45</b>	<b>6624.71</b>	<b>-434.54</b>	<b>427.33</b>	<b>101.60</b>

As forças resultantes máximas no sistema local da linha, para a análise dinâmica, são apresentadas na tabela 8-15.

**Tabela 8-15: Reações dinâmicas máximas, no sistema local da linha.**

Caso	FXL / FAD	FYL / FAD	FZL / FAD	MXL / FAD	MYL / FAD	MZL / FAD
* Extremo A - 13	-1752.89	-295.89	6624.71	201.29	145.01	40.75
	1.59	1.22	1.37	4.35	1.94	4.28
* Acidental 1 - 24	-717.98	-609.86	6309.97	-51.59	-91.80	-13.36
	0.88	1.45	1.30	1.30	4.33	2.09
Acidental 2 - 33	-1345.43	-185.84	5981.60	449.06	388.09	101.60
	1.29	0.75	1.24	1.18	1.08	1.17
Acidental 2 - 48	-1341.83	-176.63	5967.30	-276.24	459.64	-47.16
	1.30	0.71	1.23	1.20	1.10	1.15

### Resultados para a *Flex Joint*

Os valores de rotações e trações máximas na *flex joint* são apresentados na tabela 8-16.

**Tabela 8-16: Rotações e trações máximas na *flex joint*.**

Categoria	Tração (kN)	Rotação (Graus)
Hidroteste	6476.58	5.28
Operacional	6133.10	5.50
Extremo A	6852.49	9.20
Extremo B	6332.48	7.33
Acidental 1	6847.85	8.92
Acidental 1A	6329.88	7.13
Acidental 2	6158.05	22.24
<b>Máximos</b>	<b>6852.49</b>	<b>22.24</b>

### Forças no Ponto de Truncamento

As forças máximas na ancoragem, para cada categoria de carregamento, são apresentadas na tabela 8-17. Neste caso as direções se referem ao eixo local do elemento.

**Tabela 8-17: Reações máximas na ancoragem por categoria (kN).**

<b>Categoria</b>	<b>FX</b>	<b>FY</b>	<b>FZ</b>	<b>MX</b>	<b>MY</b>	<b>MZ</b>
Hidroteste	-411.60	0.25	14.94	1.24	47.90	-1.42
Operacional	-382.09	0.25	14.06	1.45	44.99	-1.43
Extremo A	-386.51	0.42	14.06	2.64	44.99	-2.52
Extremo B	-387.07	0.68	14.06	2.59	44.99	-4.29
Acidental 1	-386.72	0.43	14.06	2.74	44.99	-2.53
Acidental 1A	-387.45	0.68	14.06	2.79	44.99	-4.29
Acidental 2	-383.10	0.25	14.06	3.32	44.99	-1.44
<b>Máximos</b>	<b>-411.60</b>	<b>0.68</b>	<b>14.94</b>	<b>3.32</b>	<b>47.90</b>	<b>-4.29</b>

### Interferência com o Casco

Foram realizadas análises de interferência sob condições de carregamentos acidentais com as seguintes características:

- Rotação de 17° em torno da diagonal DN2;
- *Offset* de 36 m (2%) nas direções: Near, Far, NQ1, FQ2, Trans1 e Trans2;
- Correntes anuais nas direções dos *offsets*.

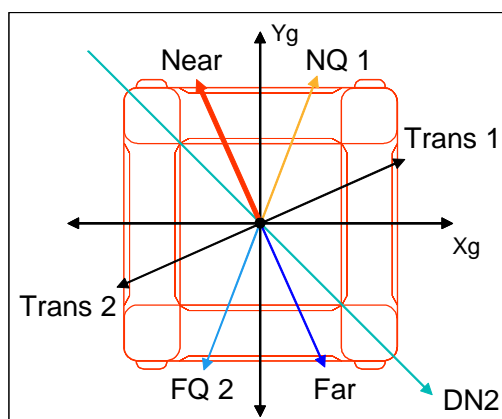


Figura 8-7 : Direções dos *offsets* e rotação para análise de interferência.

### Resultados da Interferência

Não foi observada interferência com o casco da plataforma. As distâncias mínimas resultantes da análise estão apresentadas na tabela 8-18.

**Tabela 8-18: Distâncias mínimas observadas na análise de interferência.**

Caso			Dist. (m)
Rot.	Corrente	Offset	
DN2	N	NQ1	1.74
DN2	NE	TR1	1.69
DN2	NW	Near	1.81
DN2	SE	Far	1.51
DN2	SW	TR2	1.99
DN2	S	FQ2	1.29

### Conclusão

A análise de cargas extremas do riser #1 da plataforma P1 no exemplo teórico mostrou a viabilidade da atual configuração proposta para o mesmo. Para todas as condições de carregamentos analisadas as tensões máximas ficaram abaixo dos limites estabelecidos pela API-RP-2RD [10]. Para a *flex joint*, a rotação máxima foi de 22,24°, que também se encontra dentro dos limites propostos. Para todos os casos de carregamento não foi detectada compressão em nenhum ponto da linha.

## 8.2 Exemplo 2: análise de cargas extremas para os risers flexíveis em catenária livre da plataforma P2.

### Resumo

Este exemplo apresenta os resultados da análise de cargas extremas para os risers flexíveis da P2. Os principais objetivos da análise foram: determinação dos esforços máximos no topo dos risers e avaliação dos raios de curvatura mínimos nesta região. Foram analisados 11 risers, modelando-se os enrijecedores, e considerando-se, para cada um, 72 combinações de carregamentos com diferentes *offsets* estáticos, condições ambientais. Os principais resultados da análise foram os seguintes:

- Os esforços máximos no topo de cada riser, resultantes da análise dinâmica, estão apresentados na tabela 8-19 e podem ser melhor visualizados no gráfico 8-11. Esses esforços se referem a valores máximos de cada direção e não devem ser utilizados para comporem resultantes, uma vez que não ocorreram simultaneamente.

**Tabela 8-19: Principais Esforços no Topo de Cada Riser.**

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
R#04	-281.65	-194.66	-861.02	253.59	-256.14	-31.14
R#13	-589.63	417.82	-1555.60	-592.34	-618.60	72.74
R#14	-926.69	667.35	-2388.93	-899.03	-911.19	110.40
R#16	-578.77	442.55	-1698.77	-604.75	-580.50	74.26
R#43	-800.84	-532.60	-2547.19	-717.76	-716.24	88.14
R#47	-731.45	-489.77	-2421.96	-682.49	-672.24	83.81
R#53	-619.47	-464.32	-2015.95	622.77	-591.75	-76.47
R#54	-1004.42	-731.60	-2993.74	990.33	-983.41	-121.61
R#59	-871.64	-599.73	-2267.78	843.68	-873.78	-103.60
R#64	-720.40	-410.06	-2929.86	326.23	-320.84	-40.02
R#70	-871.86	-502.56	-3517.01	394.23	-373.40	-48.40

- Os raios de curvaturas mínimo na região do topo do riser estão apresentados na tabela 8-20.



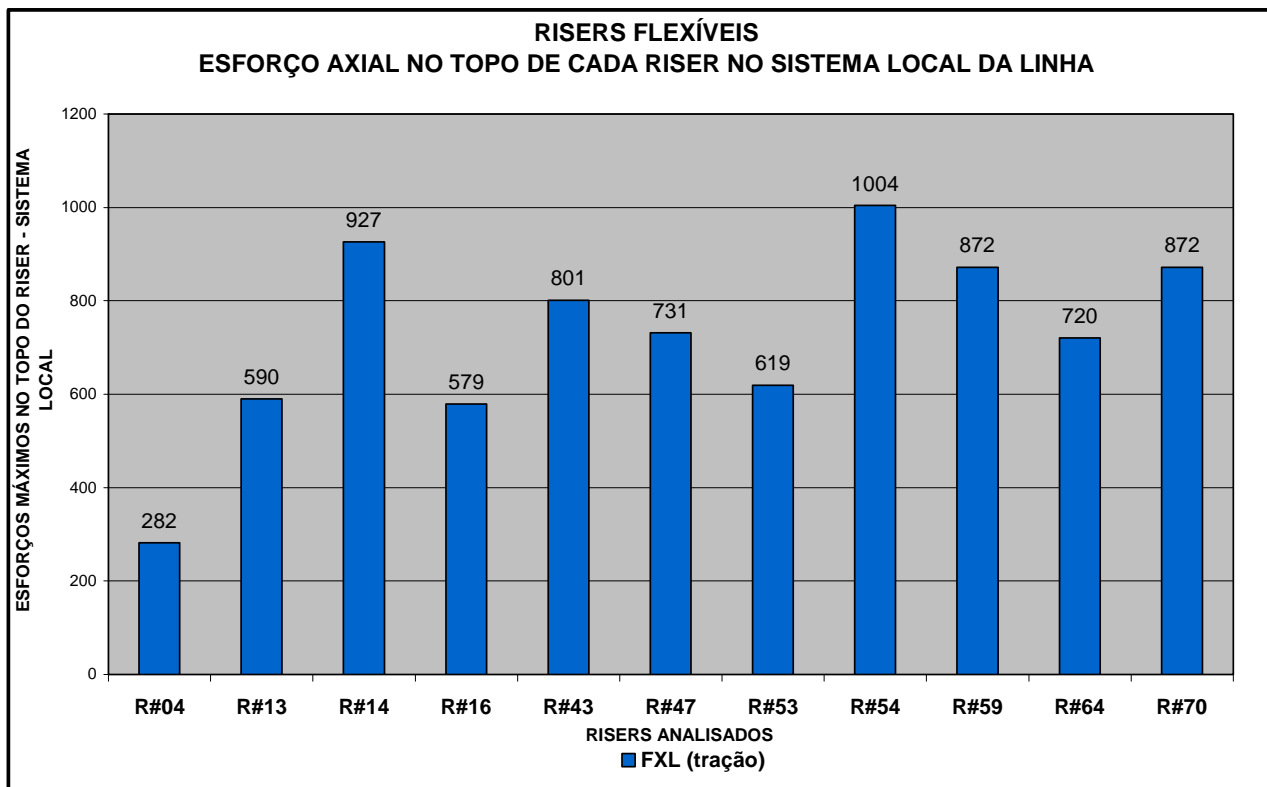


Gráfico 8-11- Esforços Máximos no topo de cada riser flexível analisado no sistema local da linha

Tabela 8-20: Raio de Curvatura no Topo de Cada Riser.

Riser	Raio Curv. Admissível (m)	Raio Curv. Min. (m)	
		Dist.	Valor
R#04	4.52	1.50	5.21
R#13	5.55	1.80	5.67
R#14	5.91	1.35	6.14
R#16	5.55	1.80	5.63
R#43	5.91	1.50	6.28
R#47	5.91	1.65	6.55
R#53	5.55	1.95	5.65
R#54	6.1	1.20	6.56
R#59	5.91	1.35	6.43

R#64	4.5	0.15	3.45
R#70	4.5	0.15	3.24

## Introdução

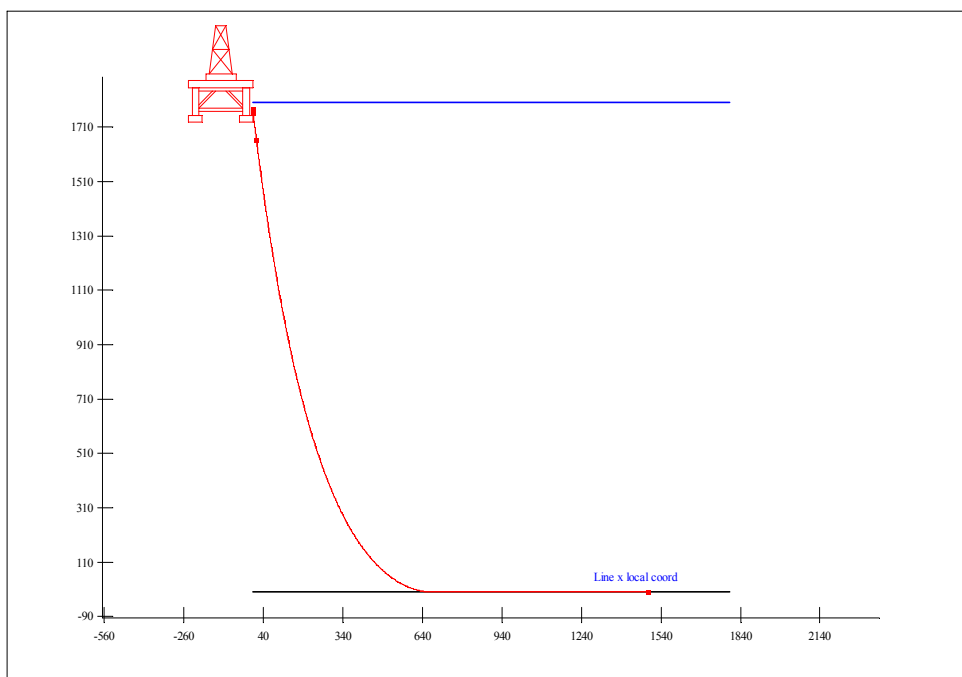
A P2 é uma plataforma semi-submersível com uma profundidade de água de 1800 m. Neste trabalho foi feita uma análise de 11 risers flexíveis, que serão instalados nesta plataforma, considerando condições de carregamentos extremos. Os principais objetivos da análise são: determinar os esforços máximos e a curvatura mínima no topo de cada riser, para todas as condições de carregamento.

Foram feitas análises estáticas e dinâmicas, considerando mar regular. Foram considerados 64 casos de carregamento incluindo as condições de cargas extremas e acidentais.

## Dados da Análise

### Dados dos Risers

A figura mostra uma configuração típica utilizada para os risers analisados (Riser #04):



**Figura 8-8 : Geometria do riser #04 de 4’.**

Os dados de posicionamento de cada riser analisado estão apresentados na tabela 8-21, a seguir:

**Tabela 8-21: Dados de Posicionamento dos Risers:**

Bordo	Riser	Descrição	Azim. (°)	Ponto de Conexão (Local - m)			Ang. Topo (°)
				X	Y	Z	
N	#04	Gas Lift - 4"	356.70	22.70	5.20	3.60	7
N	#13	Gas Lift - 6"	30.64	22.70	-14.30	3.60	7
E	#14	Gas Lift - 7"	63.10	15.50	-22.70	3.60	7
E	#16	Serviço - 6"	67.80	20.80	-44.80	10.20	7
S	#43	Gas Lift - 7"	174.10	-22.70	-5.00	3.60	7
S	#47	Injeção de Água - 7"	187.20	-44.80	2.50	10.20	7
S	#53	Produção - 6"	201.50	-22.70	13.00	3.60	7
S	#54	Produção - 7"	205.00	-22.70	15.50	3.60	7
W	#59	Injeção de Água - 7"	241.00	-10.00	22.70	3.60	7
W	#64	Export. de Gás - 9"	261.70	2.00	22.70	3.60	7
W	#70	Export. de Óleo - 9"	292.62	16.00	22.70	3.60	7

Nessa análise todos os risers foram modelados com 4 segmentos, sendo:

Segmento 01: 2700 m com malha uniforme de 3 m;

Segmento 02: 100 m com malha variando de 3 m à 0,15 m;

Segmento 03: 10 m com malha uniforme de 0,15 m;

Segmento 04: “*Stiffener*” – 3 m com malha uniforme de 0,15 m.

A tabela 8-22 mostra os dados geométricos utilizados para cada riser. Os segmentos de 01 à 03 foram modelados utilizando elementos do tipo “FLEXLINE”. Para o segmento 04 o tipo de elemento utilizado foi o “STIFFENER”, cujos dados estão apresentados na tabela 8-23.

Tabela 8-22: Dados para o programa Anflex – “FLEXLINE”.

Propriedades dos Segmentos	Riser										
	04	13	14	16	43	47	53	54	59	64	70
Peso Esp. do Flúido Int. (kN/m <sup>3</sup> )	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	10.06	6.00	6.00	10.06	3.00	9.00
Peso Seco (kN/m)	0.5333	0.9684	1.4867	0.9684	1.4867	1.1747	1.1543	1.8277	1.1747	1.9055	1.9055
Peso Submerso (kN/m)	0.3143	0.5395	0.8670	0.5395	0.8670	0.5899	0.4947	0.8153	0.5899	0.9647	0.9647
Diâmetro Externo (m)	0.1667	0.2333	0.2804	0.2333	0.2804	0.2724	0.2893	0.3584	0.2724	0.3446	0.3446
Diâmetro Interno (m)	0.1016	0.1524	0.1778	0.1524	0.1778	0.1778	0.1524	0.1778	0.1778	0.2318	0.2318
Rigidez Axial (kN)	27487 6	50761 4	78125 0	50761 4	78125 0	56497 2	51282 1	78125 0	56497 2	109409 1	109409 1
Rigidez Flexional (kN.m <sup>2</sup> )	4.50	14.40	29.50	14.40	29.50	51.70	24.20	48.40	51.70	49.20	49.20
Rigidez Torcional (kN.m <sup>2</sup> )	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coefficiente de Inércia	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Coefficiente de Arrasto	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Diâmetro Hidrodinâmico (m)	0.1667	0.2333	0.2804	0.2333	0.2804	0.2724	0.2893	0.3584	0.2724	0.3446	0.3446

Tabela 8-23: Dados dos Stiffeners.

Propriedades dos Stiffeners	Riser										
	04	13	14	16	43	47	53	54	59	64	70
Diâmetro Inicial (m)	0.21	0.277	0.35	0.277	0.35	0.35	0.277	0.4	0.35	0.386	0.386
Diâmetro Final (m)	0.9044	1.1102	1.1824	1.11	1.1824	1.1824	1.11	1.218	1.1824	0.9	0.9
Diâmetro Interno (m)	0.1667	0.2333	0.2804	0.2333	0.2804	0.2724	0.2893	0.3584	0.2724	0.3446	0.3446
M. Elasticidade (kN.m <sup>2</sup> )	77625	77625	77625	77625	77625	77625	77600	77600	77625	77600	77600

## Carregamentos

Foram considerados 72 casos de carregamento incluindo as condições de cargas extremas, acidentais e operacionais, com diferentes combinações de *offsets* e condições ambientais. As tabelas 8-24 e 8-25 apresentam a descrição dos casos de carregamentos considerados.

Tabela 8-24: Casos de Carregamento.

Caso	Categoria	Cond. Ambientais		Cond. Ambientais (Nome)		Cond. Do Flutuante	Offset + Ero Pos	Offset do Flutuante				
		Onda	Corrente	Onda- Dir. RAO	Corrente			Dx(m)	Dy(m)	Rx(m)	Ry(m)	
1	Operacional	1	1	NE	315.0	SW	Irtado	3.45%	-62.091	-1.084	0.000	0.000
2	Operacional	1	1	E	0.0	W	Irtado	2.55%	-34.641	30.113	0.000	0.000
3	Operacional	1	1	N	270.0	S	Irtado	3.35%	-25.484	-54.650	0.000	0.000
4	Operacional	1	1	SE	45.0	NW	Irtado	2.85%	-17.546	48.206	0.000	0.000
5	Operacional	1	1	NW	225.0	SE	Irtado	3.45%	61.157	-10.784	0.000	0.000
6	Operacional	1	1	S	90.0	N	Irtado	3.15%	-0.990	56.691	0.000	0.000
7	Operacional	1	1	W	180.0	E	Irtado	2.45%	40.287	17.937	0.000	0.000
8	Operacional	1	1	SW	135.0	NE	Irtado	3.25%	36.016	46.099	0.000	0.000
9	Extremo A	100	10	NE	315.0	SW	Irtado	4.95%	-89.086	-1.555	0.000	0.000
10	Extremo A	100	10	E	0.0	W	Irtado	3.45%	-46.867	40.741	0.000	0.000
11	Extremo A	100	10	N	270.0	S	Irtado	4.15%	-31.570	-67.701	0.000	0.000
12	Extremo A	100	10	SE	45.0	NW	Irtado	4.05%	-24.933	68.504	0.000	0.000
13	Extremo A	100	10	NW	225.0	SE	Irtado	4.35%	77.110	-13.597	0.000	0.000
14	Extremo A	100	10	S	90.0	N	Irtado	4.25%	-1.335	76.488	0.000	0.000
15	Extremo A	100	10	W	180.0	E	Irtado	3.45%	56.731	25.258	0.000	0.000
16	Extremo A	100	10	SW	135.0	NE	Irtado	4.25%	47.098	60.283	0.000	0.000
17	Extremo B	10	100	NE	315.0	SW	Irtado	5.95%	-107.035	3.738	0.000	0.000
18	Extremo B	10	100	E	0.0	W	Irtado	4.45%	-57.619	55.642	0.000	0.000
19	Extremo B	10	100	N	270.0	S	Irtado	4.45%	-37.605	-70.724	0.000	0.000
20	Extremo B	10	100	SE	45.0	NW	Irtado	4.45%	-23.419	76.600	0.000	0.000
21	Extremo B	10	100	NW	225.0	SE	Irtado	4.85%	86.225	-13.657	0.000	0.000
22	Extremo B	10	100	S	90.0	N	Irtado	4.55%	-2.858	81.850	0.000	0.000
23	Extremo B	10	100	W	180.0	E	Irtado	3.55%	56.935	29.010	0.000	0.000
24	Extremo B	10	100	SW	135.0	NE	Irtado	4.35%	46.024	63.346	0.000	0.000
25	Acidental 1	100	10	NE	315.0	SW	1LirhaRomp.	4.65%	-83.381	-7.295	0.000	0.000
26	Acidental 1	100	10	E	0.0	W	1LirhaRomp.	3.15%	-42.792	37.199	0.000	0.000
27	Acidental 1	100	10	N	270.0	S	1LirhaRomp.	4.35%	-17.614	-76.293	0.000	0.000
28	Acidental 1	100	10	SE	45.0	NW	1LirhaRomp.	3.65%	-15.894	63.748	0.000	0.000
29	Acidental 1	100	10	NW	225.0	SE	1LirhaRomp.	5.45%	94.300	-27.040	0.000	0.000
30	Acidental 1	100	10	S	90.0	N	1LirhaRomp.	3.95%	7.432	70.711	0.000	0.000
31	Acidental 1	100	10	W	180.0	E	1LirhaRomp.	3.95%	69.794	13.557	0.000	0.000
32	Acidental 1	100	10	SW	135.0	NE	1LirhaRomp.	4.35%	64.140	44.911	0.000	0.000
33	Acidental 1A	10	100	NE	315.0	SW	1LirhaRomp.	5.65%	-101.685	-1.775	0.000	0.000
34	Acidental 1A	10	100	E	0.0	W	1LirhaRomp.	4.05%	-52.440	50.641	0.000	0.000
35	Acidental 1A	10	100	N	270.0	S	1LirhaRomp.	4.75%	-23.557	-82.188	0.000	0.000
36	Acidental 1A	10	100	SE	45.0	NW	1LirhaRomp.	4.05%	-15.157	71.307	0.000	0.000
37	Acidental 1A	10	100	NW	225.0	SE	1LirhaRomp.	6.05%	105.189	-28.185	0.000	0.000
38	Acidental 1A	10	100	S	90.0	N	1LirhaRomp.	4.25%	6.667	76.209	0.000	0.000
39	Acidental 1A	10	100	W	180.0	E	1LirhaRomp.	4.05%	70.735	17.636	0.000	0.000
40	Acidental 1A	10	100	SW	135.0	NE	1LirhaRomp.	4.45%	64.802	47.082	0.000	0.000

Tabela 8-25: Casos de Carregamento (Continuação).

Caso	Categoria	Cond Ambientais		Cond Ambientais (Nome)		Cond Do Flutuante	Offset + Ero Pos	Offset do Flutuante				
		Onda	Corrente	Onda- Dir. RAO	Corrente			Dx(m)	Dy(m)	Rx(m)	Ry(m)	
40	Acidental 1A	10	100	SW	1350	NE	1 Linha Romp	4.45%	64.802	47.082	0.000	0.000
41	Acidental 2	1	1	NE	3150	SW	1º DNI	3.45%	-62.015	3.250	-12.021	12.021
42	Acidental 2	1	1	E	00	W	1º DNI	2.55%	-34.641	30.113	-12.021	12.021
43	Acidental 2	1	1	N	2700	S	1º DNI	3.35%	-25.484	-54.650	-12.021	12.021
44	Acidental 2	1	1	SE	450	NW	1º DNI	2.85%	-11.540	49.985	-12.021	12.021
45	Acidental 2	1	1	NW	2250	SE	1º DNI	3.45%	61.486	-8.643	-12.021	12.021
46	Acidental 2	1	1	S	900	N	1º DNI	3.15%	8.870	56.002	-12.021	12.021
47	Acidental 2	1	1	W	1800	E	1º DNI	2.45%	39.293	20.021	-12.021	12.021
48	Acidental 2	1	1	SW	1350	NE	1º DNI	3.25%	36.815	45.463	-12.021	12.021
49	Acidental 2	1	1	NE	3150	SW	1º DN2	3.45%	-62.015	3.250	12.021	-12.021
50	Acidental 2	1	1	E	00	W	1º DN2	2.55%	-34.641	30.113	12.021	-12.021
51	Acidental 2	1	1	N	2700	S	1º DN2	3.35%	-25.484	-54.650	12.021	-12.021
52	Acidental 2	1	1	SE	450	NW	1º DN2	2.85%	-11.540	49.985	12.021	-12.021
53	Acidental 2	1	1	NW	2250	SE	1º DN2	3.45%	61.486	-8.643	12.021	-12.021
54	Acidental 2	1	1	S	900	N	1º DN2	3.15%	8.870	56.002	12.021	-12.021
55	Acidental 2	1	1	W	1800	E	1º DN2	2.45%	39.293	20.021	12.021	-12.021
56	Acidental 2	1	1	SW	1350	NE	1º DN2	3.25%	36.815	45.463	12.021	-12.021
57	Acidental 2	1	1	NE	3150	SW	1º DP1	3.45%	-62.015	3.250	12.021	12.021
58	Acidental 2	1	1	E	00	W	1º DP1	2.55%	-34.641	30.113	12.021	12.021
59	Acidental 2	1	1	N	2700	S	1º DP1	3.35%	-25.484	-54.650	12.021	12.021
60	Acidental 2	1	1	SE	450	NW	1º DP1	2.85%	-11.540	49.985	12.021	12.021
61	Acidental 2	1	1	NW	2250	SE	1º DP1	3.45%	61.486	-8.643	12.021	12.021
62	Acidental 2	1	1	S	900	N	1º DP1	3.15%	8.870	56.002	12.021	12.021
63	Acidental 2	1	1	W	1800	E	1º DP1	2.45%	39.293	20.021	12.021	12.021
64	Acidental 2	1	1	SW	1350	NE	1º DP1	3.25%	36.815	45.463	12.021	12.021
65	Acidental 2	1	1	NE	3150	SW	1º DP2	3.45%	-62.015	3.250	-12.021	-12.021
66	Acidental 2	1	1	E	00	W	1º DP2	2.55%	-34.641	30.113	-12.021	-12.021
67	Acidental 2	1	1	N	2700	S	1º DP2	3.35%	-25.484	-54.650	-12.021	-12.021
68	Acidental 2	1	1	SE	450	NW	1º DP2	2.85%	-11.540	49.985	-12.021	-12.021
69	Acidental 2	1	1	NW	2250	SE	1º DP2	3.45%	61.486	-8.643	-12.021	-12.021
70	Acidental 2	1	1	S	900	N	1º DP2	3.15%	8.870	56.002	-12.021	-12.021
71	Acidental 2	1	1	W	1800	E	1º DP2	2.45%	39.293	20.021	-12.021	-12.021
72	Acidental 2	1	1	SW	1350	NE	1º DP2	3.25%	36.815	45.463	-12.021	-12.021

## Offsets Estáticos

Foram aplicados *offsets* na plataforma, para condições de carregamento extremo, com valores e direções respectivos a cada direção dos carregamentos ambientais calculados no projeto de ancoragem.

Em relação às rotações, as direções foram definidas de acordo com os dois eixos diagonais da plataforma: Diagonal Positiva e Diagonal Negativa. Como para cada uma dessas direções há dois sentidos, foram, então, definidos quatro sentidos de rotação, como está mostrado na figura 8-9. Os valores de rotação equivalem a um adernamento de 17° em torno desses eixos.

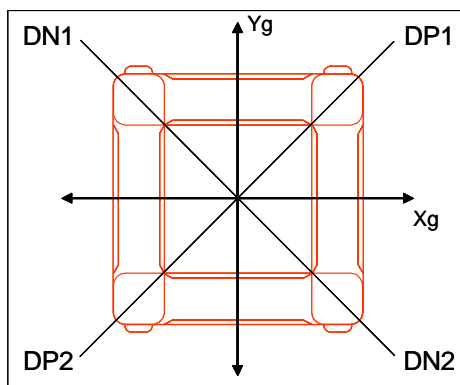


Figura 8-9 : Direções das rotações.

## Cargas Ambientais

Nesta análise foram consideradas cargas ambientais anuais nas direções E, NE, N, NW, W, SW, S, SE. Os dados de carregamentos ambientais foram obtidos da especificação técnica *Metocean Data*.

## Correntezas:

As tabelas a seguir apresentam os perfis de correntezas utilizados na análise. As direções indicam para onde as correntes vão.

Tabela 8-27: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Norte, (b) Nordeste.

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.010	1.250	1.450	N
100	0.890	1.000	1.100	N
350	0.790	0.890	0.960	N
500	0.690	0.760	0.830	N
1000	0.330	0.360	0.410	NE
1500	0.260	0.310	0.360	N
1650	0.210	0.260	0.310	N
1800	0.230	0.320	0.390	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.850	1.020	1.170	NE
100	0.870	1.000	1.100	NE
350	0.820	0.880	0.930	NE
500	0.810	0.910	1.000	N
1000	0.350	0.380	0.440	N
1500	0.220	0.270	0.300	N
1650	0.260	0.340	0.420	N
1800	0.300	0.360	0.400	N



**Tabela 8-28: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Sul, (b) Noroeste.**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.530	1.780	2.020	S
100	1.460	1.570	1.670	S
350	0.890	1.060	1.240	SW
500	0.780	0.930	1.080	N
1000	0.490	0.530	0.570	N
1500	0.380	0.440	0.500	N
1650	0.290	0.350	0.400	N
1800	0.300	0.340	0.380	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.680	0.880	1.050	NW
100	0.690	0.840	0.950	N
350	0.750	0.850	0.940	N
500	0.760	0.860	0.930	N
1000	0.320	0.360	0.400	NW
1500	0.260	0.310	0.340	N
1650	0.250	0.310	0.370	N
1800	0.260	0.330	0.380	N

**Tabela 8-29: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Leste, (b) Sudeste.**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.850	0.980	1.100	E
100	0.760	0.870	0.960	NE
350	0.700	0.780	0.860	NE
500	0.460	0.490	0.530	NE
1000	0.350	0.380	0.420	N
1500	0.270	0.320	0.380	N
1650	0.220	0.300	0.380	N
1800	0.330	0.420	0.510	NE

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.540	1.770	1.960	SE
100	0.940	1.060	1.160	SE
350	0.890	1.010	1.120	E
500	0.770	0.850	0.920	NE
1000	0.380	0.430	0.470	NE
1500	0.300	0.350	0.400	N
1650	0.280	0.360	0.440	N
1800	0.280	0.360	0.440	NE

**Tabela 8-30: Perfis de correntezas por direção (Velocidades). (a) Oeste, (b) Sudoeste**

(a)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	0.970	1.150	1.310	W
100	0.780	1.040	1.280	NW
350	0.750	0.850	0.940	N
500	0.520	0.580	0.640	N
1000	0.360	0.410	0.460	NW
1500	0.350	0.420	0.480	N
1650	0.260	0.330	0.390	N
1800	0.310	0.400	0.500	N

(b)

Prof. (m)	Período de Retorno (Anos)			Dir.
	1	10	100	
0	1.310	1.670	1.970	SW
100	1.310	1.590	1.850	SW
350	0.990	1.170	1.320	N
500	0.800	0.910	1.000	N
1000	0.410	0.450	0.490	N
1500	0.380	0.450	0.520	N
1650	0.270	0.340	0.410	N
1800	0.270	0.350	0.420	N

### Ondas:

As análises foram realizadas considerando mar regular unidirecional. A tabela 8-31 mostra os dados das ondas utilizados. As direções indicam de onde as ondas vêm.

**Tabela 8-31: Dados das ondas utilizadas por direção e período de retorno.**

<b>Dir.</b>	<b>Ret. (Anos)</b>	<b>Período (s)</b>	<b>Altura (m)</b>	<b>Direção (Graus)</b>	<b>Rampa (s)</b>
<b>N</b>	1	11.50	7.80	270.00	11.50
	10	11.80	9.70	270.00	11.80
	100	12.00	11.70	270.00	12.00
<b>NE</b>	1	11.40	7.30	225.00	11.40
	50	11.80	9.70	225.00	11.80
	100	11.90	10.10	225.00	11.90
<b>E</b>	1	11.30	6.80	180.00	11.30
	10	11.50	7.80	180.00	11.50
	100	11.70	8.70	180.00	11.70
<b>SE</b>	1	11.60	8.30	135.00	11.60
	10	11.90	10.30	135.00	11.90
	100	12.10	12.40	135.00	12.10
<b>S</b>	1	11.80	9.40	90.00	11.80
	10	12.00	11.30	90.00	12.00
	100	12.10	13.00	90.00	12.10
<b>SW</b>	1	12.00	10.70	45.00	12.00
	10	12.10	12.70	45.00	12.10
	100	12.20	14.60	45.00	12.20
<b>W</b>	1	10.90	5.70	0.00	10.90
	10	11.40	7.40	0.00	11.40
	100	11.80	9.00	0.00	11.80

NW	1	10.90	5.70	315.00	10.90
	10	11.40	7.40	315.00	11.40
	100	11.80	9.00	315.00	11.80

## RAOs

Para análises com ondas centenárias foi utilizado um RAO referente a um calado de 23 m (Arquivo: akerx\_23m.rao) e para os demais casos foi utilizado um RAO referente a um calado de 27,5 m (Arquivo: akerx\_275m.rao). Os RAOs originais cobriam um intervalo de 0° à 180°. Para que fosse possível utilizá-los, os mesmos foram estendidos simetricamente de 180° à 360°. Os dados para geração dos arquivos de RAO foram gerados e fornecidos pelo Eng. Luiz Augusto P. Levy do CENPES/PDP/MC.

## Análise

### Programa

Todas as análises foram realizadas através do programa Anflex Versão 6.3.01. O Anflex é um sistema computacional para a análise não-linear, estática e dinâmica (determinística e aleatória), de risers e linhas de ancoragem através do Método dos Elementos Finitos (MEF).

## Resultados

A seguir será apresentado um resumo dos principais resultados da análise, ou seja, valores máximos de forças no topo e raios de curvatura mínimos. Os valores apresentados são valores máximos tomados isoladamente em cada direção e não podem ser utilizados para o cálculo de resultantes, visto que esses valores não ocorreram ao mesmo tempo.

### Forças no Ponto de Conexão

As tabelas 8-32 à 8-38 apresentam os resultados de forças máximas no ponto de conexão e curvaturas mínimas na região do topo de cada riser analisado, para cada categoria de carregamento. Esses esforços têm como referência os eixos apresentados na figura 8-10.

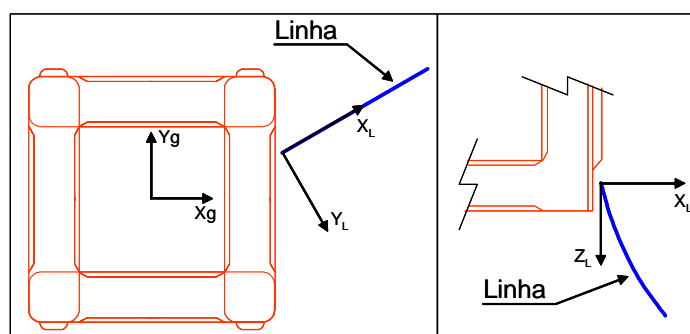


Figura 8-10 : Sistema de referência para os resultados apresentados.

## 1) Forças Estáticas

Nas tabelas e respectivos gráficos a seguir são apresentadas as forças estáticas máximas no ponto de conexão para cada riser para as categorias Operacional, Extrema e Acidental, respectivamente. Para esses esforços foram considerados, como carregamentos, o peso próprio do riser com o fluido interno, o empuxo, correntezas e *offsets* estáticos. Os resultados apresentados são valores máximos de cada direção e por isso não devem ser utilizados para o cálculo de resultantes, visto que não são gerados no mesmo instante de tempo.

**Tabela 8-32: Reações estáticas máximas no topo de cada riser - Operacional.**

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-102.08	-33.36	-689.63	43.28	-24.66	-5.31
R#13	-168.36	42.67	-1222.93	-60.97	-30.51	7.48
R#14	-257.24	51.69	-1945.29	-70.92	-25.78	8.71
R#16	-168.39	43.81	-1235.39	-62.87	-29.30	7.72
R#43	-231.97	47.27	-1945.71	-64.35	42.89	7.90
R#47	-208.73	48.71	-1737.31	-68.96	42.95	8.47
R#53	-165.21	-50.09	-1254.05	71.22	40.37	-8.74
R#54	-247.01	-60.19	-1993.58	86.38	47.11	-10.60
R#59	-206.74	-51.54	-1685.37	75.55	20.70	-9.27
R#64	-264.39	-38.40	-2192.26	33.11	7.95	-4.06
R#70	-345.25	-34.80	-2780.84	26.63	-8.16	-3.27

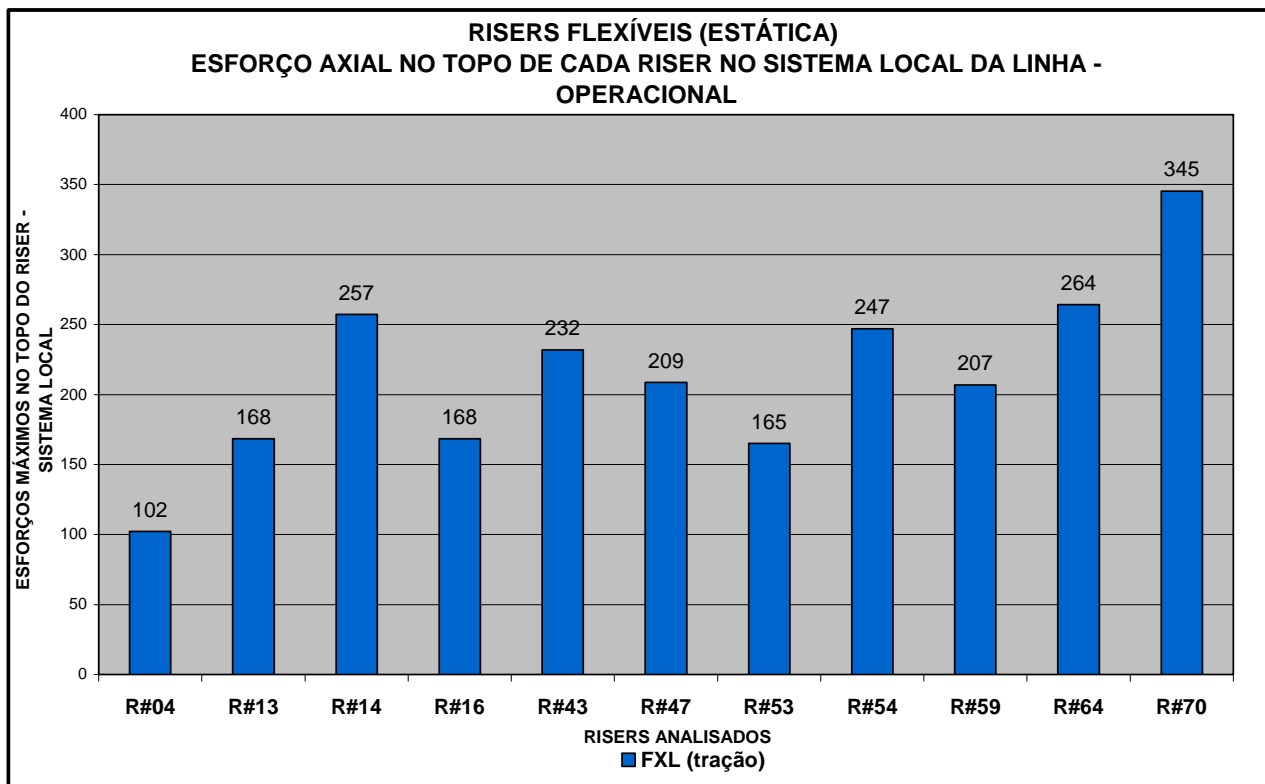


Gráfico 8-12- Reações Estáticas máximas no topo de cada riser - Operacional

Tabela 8-33: Reações estáticas máximas no topo de cada riser - Extrema.

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-114.54	-52.76	-684.08	67.97	-41.46	-8.35
R#13	-184.91	78.62	-1219.77	-111.32	-56.11	13.67
R#14	-266.06	84.41	-1974.11	-114.41	-38.34	14.05
R#16	-183.18	70.97	-1253.66	-100.73	-52.33	12.37
R#43	-236.18	74.53	-1972.91	-100.60	50.16	12.35
R#47	-211.82	76.56	-1760.83	-107.51	49.74	13.20
R#53	-175.72	-92.79	-1272.02	130.51	61.77	-16.02
R#54	-257.49	-110.75	-2020.75	157.47	55.69	-19.33
R#59	-216.36	-84.89	-1703.33	124.21	30.00	-15.25
R#64	-274.67	-58.92	-2227.09	49.60	-12.66	-6.09
R#70	-353.30	-53.64	-2822.09	40.52	-12.87	-4.97

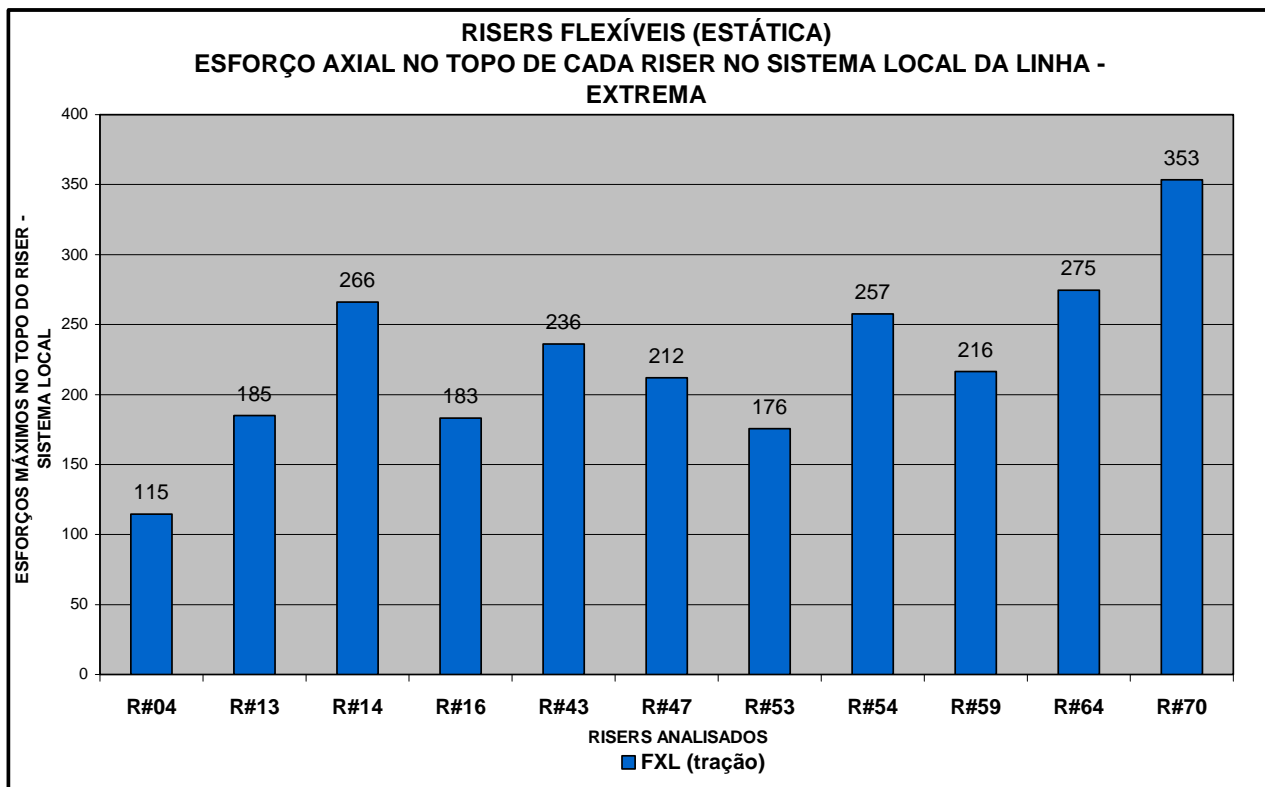


Gráfico 8-13- Reações Estáticas máximas no topo de cada riser - Extrema

Tabela 8-34: Reações estáticas máximas no topo de cada riser - Acidental.

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-242.48	-174.51	-694.60	230.37	-216.43	-28.29
R#13	-493.95	370.17	-1233.96	-534.47	-510.88	65.63
R#14	-776.14	578.51	-1970.86	-792.34	-757.23	97.29
R#16	-470.32	369.27	-1251.04	-528.16	477.72	64.85
R#43	-659.22	467.41	-1966.54	-646.28	619.16	79.36
R#47	-580.11	426.41	-1755.21	-612.81	575.65	75.25
R#53	-472.25	-368.25	-1267.10	529.21	510.97	-64.98
R#54	-749.38	-576.78	-2014.35	835.52	807.40	-102.59
R#59	-654.94	-492.56	-1712.10	714.19	693.94	-87.70
R#64	-574.48	-339.57	-2246.15	283.48	268.24	-34.81
R#70	-763.88	-453.24	-2857.47	345.72	-331.64	-42.45

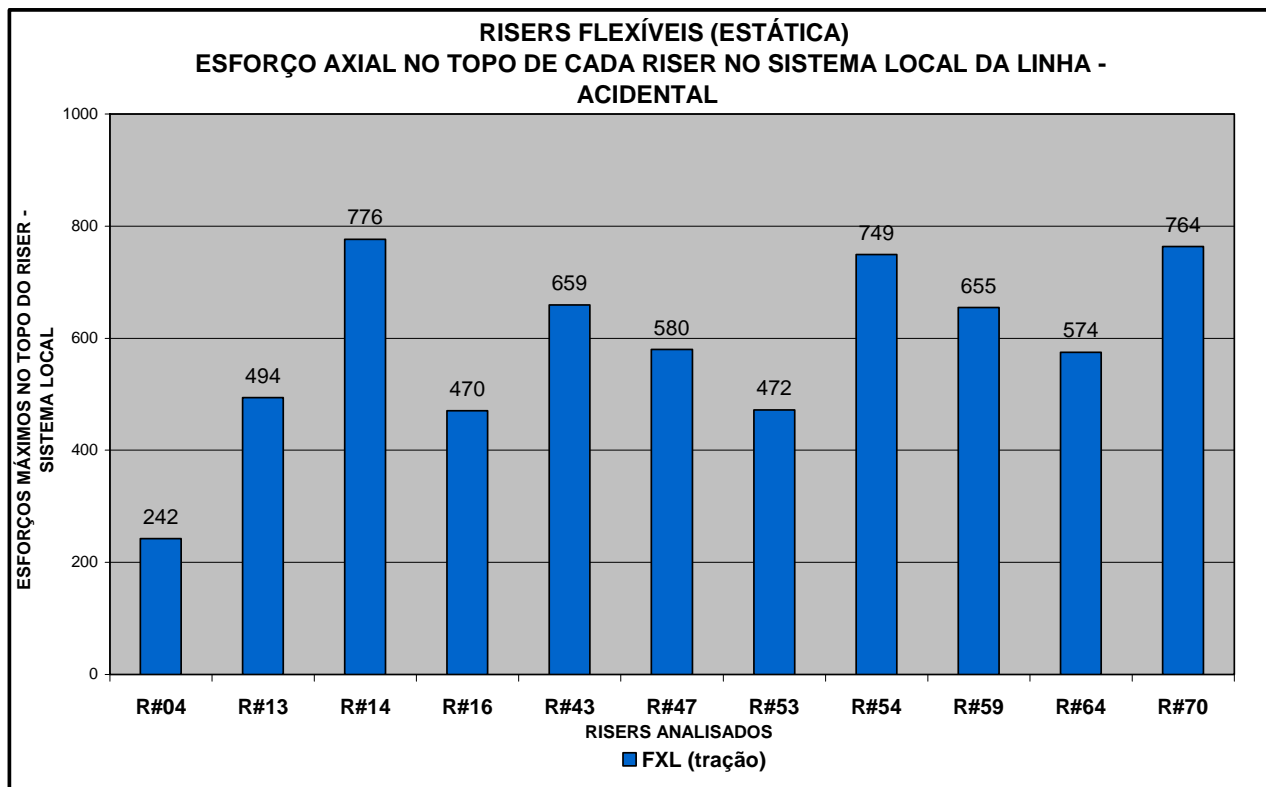


Gráfico 8-14- Reações Estáticas máximas no topo de cada riser - Acidental

## 2) Forças Máximas (Dinâmicas)

As tabelas e gráficos a seguir apresentam os esforços máximos no topo de cada riser, resultantes da análise dinâmica, para as categorias Operacional, Extrema e Acidental, respectivamente. Da mesma forma, são apresentados os valores máximos de cada direção individualmente, não devendo os mesmos ser usados no cálculo de resultantes, visto que esses resultados não são gerados simultaneamente. Resultados completos podem ser encontrados no Apêndice B.

Tabela 8-35: Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser – Operacional.

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-139.04	-52.39	-761.46	70.05	-64.75	-8.60
R#13	-263.02	72.22	-1373.18	-101.87	-150.74	12.51
R#14	-383.80	118.60	-2169.61	-159.80	-179.66	19.62
R#16	-266.39	89.53	-1428.79	-125.55	-143.57	15.41
R#43	-284.16	95.62	-2249.82	-137.83	109.91	16.92
R#47	-255.83	-90.81	-2071.84	126.92	106.96	-15.58

R#53	-211.29	88.76	-1578.70	-120.72	123.15	14.82
R#54	-315.47	-110.53	-2460.02	-153.40	160.65	18.83
R#59	-269.48	-108.01	-2058.22	151.42	139.32	-18.59
R#64	-346.51	-83.36	-2706.67	67.37	58.93	-8.26
R#70	-423.17	-111.49	-3107.07	90.20	42.74	-11.07

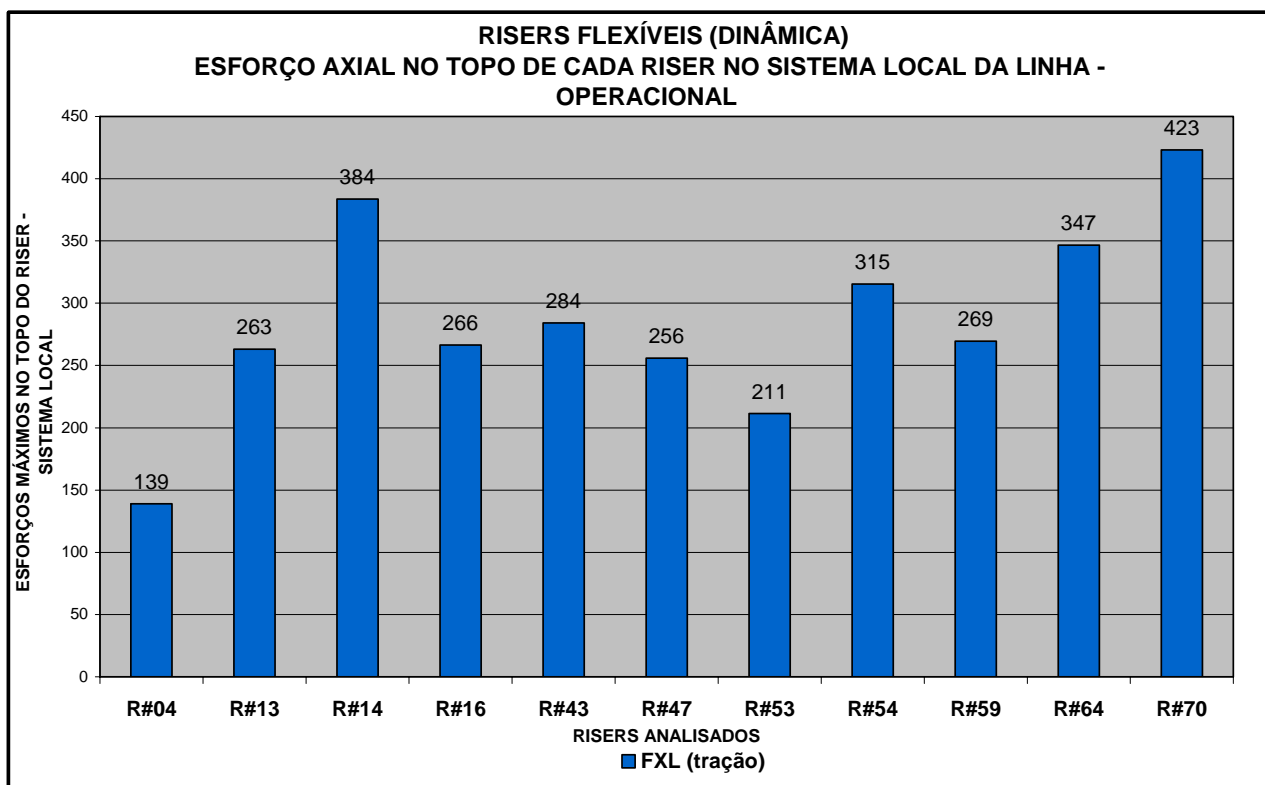


Gráfico 8-15- Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser – Operacional.

Tabela 8-36: Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser - Extrema.

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-185.47	-88.92	-850.27	119.81	-110.05	-14.75
R#13	-356.55	139.51	-1540.24	-189.13	-269.89	23.24
R#14	-513.32	221.09	-2388.93	-289.72	-335.52	35.58
R#16	-371.40	161.17	-1698.77	-220.03	-264.55	27.02
R#43	-353.78	-159.35	-2547.19	-227.33	202.95	27.92



R#47	-320.74	-164.08	-2421.96	230.77	203.87	-28.33
R#53	-277.06	-153.42	-2008.10	197.30	227.54	-24.21
R#54	-397.16	-223.85	-2993.74	292.88	287.76	-35.97
R#59	-370.01	-204.74	-2267.78	277.23	237.15	-34.04
R#64	-395.43	-143.81	-2929.86	111.93	104.66	-13.72
R#70	-509.94	-174.53	-3442.49	146.76	-79.69	-17.99

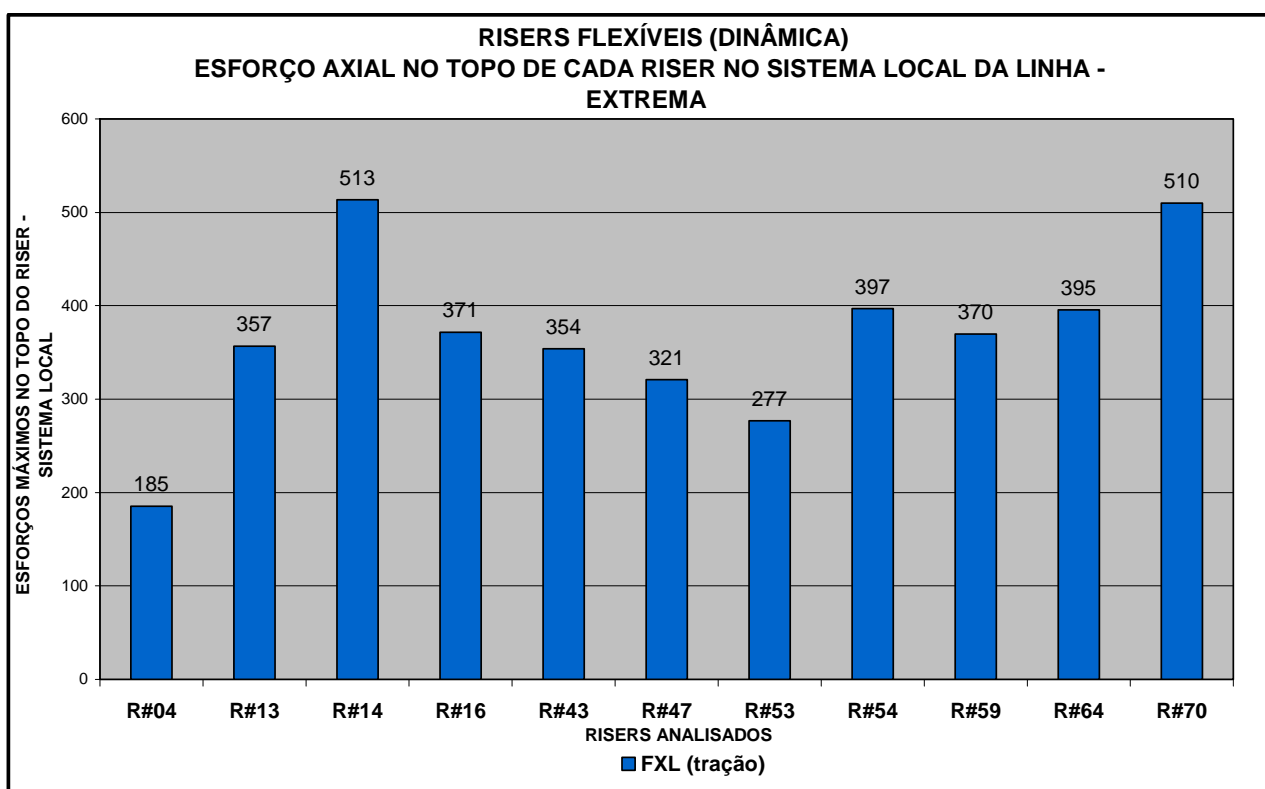
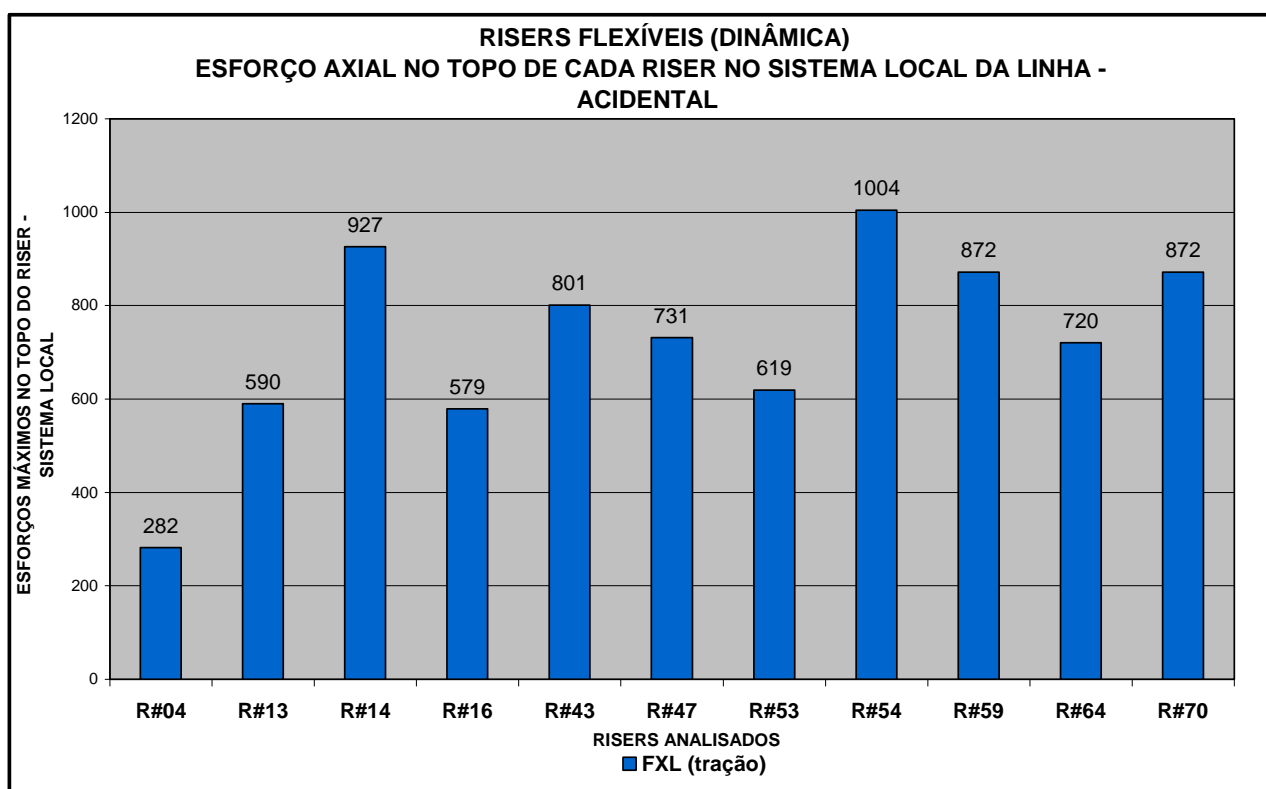


Gráfico 8-16- Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser - Extrema.

Tabela 8-37: Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser - Acidental.

Riser	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)					
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL
R#04	-281.65	-194.66	-861.02	253.59	-256.14	-31.14
R#13	-589.63	417.82	-1555.60	-592.34	-618.60	72.74
R#14	-926.69	667.35	-2376.38	-899.03	-911.19	110.40
R#16	-578.77	442.55	-1665.46	-604.75	-580.50	74.26

R#43	-800.84	-532.60	-2514.86	-717.76	-716.24	88.14
R#47	-731.45	-489.77	-2398.80	-682.49	-672.24	83.81
R#53	-619.47	-464.32	-2015.95	622.77	-591.75	-76.47
R#54	-1004.42	-731.60	-2991.52	990.33	-983.41	-121.61
R#59	-871.64	-599.73	-2234.84	843.68	-873.78	-103.60
R#64	-720.40	-410.06	-2926.95	326.23	-320.84	-40.02
R#70	-871.86	-502.56	-3517.01	394.23	-373.40	-48.40



**Gráfico 8-17- Reações Dinâmicas máximas no topo de cada riser - Acidental.**

Os raios de curvatura mínimos, na região do topo de cada riser, resultantes da análise dinâmica, estão apresentados na tabela 8-38. Para raio de curvatura admissível considerou-se cinco vezes o maior diâmetro externo do “STIFFENER”, de acordo com a tabela 8-23, visto que o raio de curvatura mínimo para todos os risers se localizou no “STIFFENER” que possui 3 metros de comprimento.

**Tabela 8-38: Raios de curvatura mínimo.**

Riser	Raio Curv. Admissível (m)	Raio Curv. Min. (m)	
		Dist.	Valor
R#04	4.52	1.50	5.21
R#13	5.55	1.80	5.67
R#14	5.91	1.35	6.14
R#16	5.55	1.80	5.63
R#43	5.91	1.50	6.28
R#47	5.91	1.65	6.55
R#53	5.55	1.95	5.65
R#54	6.1	1.20	6.56
R#59	5.91	1.35	6.43
R#64	4.5	0.15	3.45
R#70	4.5	0.15	3.24

## Conclusão

Foi realizada a análise de cargas extremas de 11 risers flexíveis da P2. Os raios mínimos encontrados foram reportados, Os risers flexíveis 64 e 70 não passaram como pode ser visto na tabela 8-38. Os resultados de forças e momentos fletores nos suporte foram resumidos em tabelas por categoria de carregamento e por riser.

Os casos de carregamento foram considerados em função das direções das condições ambientais e offsets calculados no projeto de ancoragem. A abordagem de mar regular foi empregada.

Resultados mais completos encontram-se em anexo neste trabalho no Apêndice B.

## Conclusão e Sugestões para trabalhos futuros

Ao escolher este tema como projeto final de curso em engenharia civil tive a oportunidade de pesquisar mais a fundo sobre este assunto que cada vez mais cresce e vem requisitando um maior número de profissionais especializados, altamente capacitados, podendo assim aumentar meus conhecimentos sobre este área (junto ao meu estagio na Petrobrás S.A./CENPES/MC que já era nessa área de estruturas offshore).

A área offshore encontra-se em forte desenvolvimento, gerando grande movimentação de capital e oportunidade de emprego para os recém profissionais formados, sendo esse o motivo que me motivou a fazer o trabalho, pretendendo me especializar nesta área futuramente.

Ao longo do trabalho, foram mostrados os conceitos básicos das estruturas offshore, para que qualquer pessoa iniciante no assunto pudesse entender e ter uma noção geral e inicial do processo. Foram apresentados os tipos de plataformas utilizadas, os sistemas de amarração das plataformas, o que é um riser, apresentado suas configurações mais utilizadas, os tipos de carregamento atuantes no riser, além das cargas que dão origem aos movimentos característicos de embarcações: roll, pitch, yaw, surge, heave e sway, que são transferidos para o topo do riser para que possa ser realizado a análise dinâmica do mesmo (esses movimentos da plataforma são obtidos através do arquivo RAO, que também foi citado neste trabalho, permitindo que esses esforços citados anteriormente possam ser transferidos para o topo do riser, levando em conta assim a influencia dos movimentos da plataforma no riser que passa a ser solicitado).

Visto todos esses conceitos foram realizados dois exemplos teóricos, utilizando o programa de análise estática e dinamica de risers da Petrobrás S.A. –Anflex 5.1.03 : análise de cargas extremas do riser para exportação de óleo da plataforma P1 em configuração *Lazy-Wave* e análise de cargas extremas para os risers em catenária livre flexíveis da P2, analisando os principais resultados nas áreas críticas do riser, isto é, nas áreas onde o riser é mais solicitado devido ao carregamento atuante, chegando a conclusões sobre sua validade através da comparação desse resultados com a norma utilizada para dimensionamento de risers API(American Petroleum Institute).

Esse trabalho apresentou apenas conceitos bem introdutórios a respeito de risers e estruturas offshore. Como sugestão para futuros trabalhos, poderia-se introduzir neste trabalho a formulação matemática completa do método utilizado e aprofundar ao máximo os conceitos aqui mostrados podendo assim ter um material bastante amplo sobre esse assunto. Além disso, pode-se fazer várias análises para todas as configurações de risers e variar a lamina d' água, fazendo um estudo de preços para ver de acordo com a faixa de profundidade qual seria a melhor configuração, isto é, qual seria a configuração de riser que melhor se adaptaria e com preço mais acessível. Juntando essas duas propostas, poderia-se fazer uma boa tese de mestrado nesta área de estruturas offshore.

## Anexos

### Apêndice A

Aqui, serão apresentados, de forma mais detalhada os resultados da análise de cargas extremas do riser #1 da P1.

#### Tensões

As tabelas A0-1 à A0-7 apresentam as tensões máximas em cada trecho do riser e para cada categoria de carregamento. Os valores máximos estão destacados em vermelho.

A0-1: Tensões máximas para a categoria Hidroteste (Lim. Utilização: 0.9).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
01	230.28	5266.26	245.21	3327.00	242.32	3001.00	251.41	2506.65	0.56
02	321.12	5280.50	217.54	3319.00	226.16	3023.00	205.72	2539.11	0.72
03	238.38	5280.50	240.56	3263.00	238.14	3029.00	226.64	2555.05	0.54
04	237.81	5266.26	224.83	3273.00	212.38	3027.00	215.59	2545.97	0.53
05	221.96	5266.85	212.20	3277.00	197.48	3023.00	205.49	2539.11	0.50

A0-2: Tensões máximas para a categoria Operacional (Lim. Utilização: 0.67).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
06	198.91	5280.50	215.63	3313.00	214.13	3011.00	203.92	2534.52	0.48
07	208.52	5280.50	214.57	3313.00	219.89	3019.00	202.31	2532.22	0.49
08	215.44	5280.50	215.49	215.49	224.64	3025.00	200.74	2525.29	0.50
09	215.63	5266.26	200.44	3293.00	197.55	3021.00	189.76	2522.97	0.48
10	198.20	5266.26	188.02	3289.00	179.58	3017.00	178.96	2513.67	0.44

A0-3: Tensões máximas para a categoria Extremo A (Lim. Utilização: 0.8).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
11	222.19	5280.50	244.53	3329.00	255.58	3007.00	229.40	2543.68	0.57
12	231.59	5280.50	235.37	3325.00	253.61	3015.00	220.04	2539.11	0.57
13	245.13	5280.50	234.18	3233.00	259.66	3021.00	213.29	2522.97	0.58
14	259.42	5266.85	212.62	3257.00	224.23	3031.00	195.90	2508.99	0.58
15	216.69	5266.26	190.08	3259.00	195.56	3037.00	176.71	2490.13	0.48

A0-4: Tensões máximas para a categoria Extremo B (Lim. Utilização: 0.8).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
16	207.45	5280.50	242.15	3325.00	239.91	3001.00	225.43	2543.68	0.54
17	219.57	5280.50	231.48	3323.00	238.81	3009.00	217.39	2539.11	0.53
18	228.02	5280.50	224.66	3271.00	237.44	3023.00	208.26	2525.29	0.53
19	234.52	5266.26	202.61	3277.00	202.57	3027.00	189.59	2508.99	0.52
20	211.54	5280.50	182.52	3269.00	178.47	3033.00	172.79	2490.13	0.47

A0-5: Tensões máximas para a categoria Acidental 1 (Lim. Utilização: 1.0).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
21	221.74	5280.50	247.05	3331.00	258.00	3005.00	231.77	2545.97	0.58
22	232.42	5280.50	236.88	3325.00	254.64	3013.00	221.30	2541.40	0.57
23	244.85	5280.50	234.12	3233.00	259.42	3021.00	213.16	2525.29	0.58
24	251.41	5266.26	211.32	3247.00	223.27	3031.00	194.67	2501.95	0.56
25	213.22	5280.50	188.31	3259.00	194.35	3039.00	175.38	2482.99	0.48

A0-6: Tensões máximas para a categoria Acidental 1A (Lim. Utilização: 1.0).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
26	207.13	5280.50	245.21	3327.00	242.32	3001.00	221.74	2543.68	0.55
27	219.90	5280.50	233.04	3323.00	240.47	3007.00	232.42	2539.11	0.54
28	228.23	5280.50	224.49	3271.00	237.40	3023.00	244.85	2525.29	0.55
29	230.28	5266.26	201.37	3273.00	201.33	3029.00	251.41	2506.65	0.56
30	211.54	5280.50	180.91	3265.00	177.25	3035.00	213.22	2485.37	0.48

A0-7: Tensões máximas para a categoria Acidental 2 (Lim. Utilização: 1.0).

Caso	TOPO		SAG		HOG		SAG BEND		Fator Utiliz. Máximo
	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	Tensão (Mpa)	Pos. (m)	
31	305.66	5280.50	216.68	3315.00	215.08	3011.00	204.85	2536.82	0.68
32	314.34	5280.50	215.27	3317.00	220.93	3017.00	203.30	2534.52	0.70
33	318.91	5280.50	216.14	3283.00	225.51	3023.00	201.87	2527.60	0.71
34	270.97	5280.50	201.35	3301.00	198.29	3019.00	190.59	2520.65	0.60
35	303.27	5280.50	188.82	3289.00	180.28	3017.00	179.64	2516.00	0.68
36	269.91	5280.50	214.88	3311.00	213.51	3013.00	203.07	2532.22	0.60
37	272.64	5280.50	214.25	3303.00	219.69	3019.00	201.80	2529.91	0.61
38	279.52	5280.50	215.43	3273.00	224.83	3025.00	200.53	2520.65	0.62
39	305.88	5280.50	199.82	3289.00	196.83	3021.00	189.03	2516.00	0.68
40	265.13	5280.50	187.38	3287.00	179.03	3019.00	178.36	2508.99	0.59
41	281.32	5280.50	213.22	3305.00	212.25	3015.00	201.67	2527.60	0.63
42	280.39	5280.50	212.97	3295.00	218.54	3021.00	200.23	2522.97	0.63
43	281.31	5280.50	214.57	3269.00	223.79	3025.00	198.83	2516.00	0.63
44	297.76	5280.50	198.46	3287.00	195.60	3023.00	187.54	2511.33	0.66
45	300.18	5280.50	185.94	3289.00	177.69	3019.00	176.90	2501.95	0.67
46	295.58	5280.50	217.54	3319.00	215.60	3009.00	205.72	2539.11	0.66
47	310.06	5280.50	216.03	3323.00	221.75	3017.00	204.19	2536.82	0.69
48	321.12	5280.50	216.59	3285.00	226.16	3023.00	202.62	2532.22	0.72
49	283.67	5280.50	201.86	3301.00	198.86	3017.00	191.59	2525.29	0.63
50	267.28	5280.50	189.53	3291.00	180.91	3013.00	180.45	2520.65	0.60

### Forças no Ponto de Conexão

As forças máximas no ponto de conexão, resultantes da análise dinâmica, estão apresentadas nas tabelas A0-8 à A0-14. Os valores máximos estão destacados em vermelho. As forças apresentadas têm como referência o eixo global do programa Anflex.

A0-8: Forças máximas para a categoria Hidroteste.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
01	378.18	-1161.33	5870.48	-70.73	-38.37	10.81
02	361.52	-1302.37	6118.06	-90.44	13.99	6.93
03	334.68	-1402.51	6315.86	-97.46	92.27	20.99
04	529.22	-738.66	5854.20	74.45	-25.60	-9.18
05	57.21	-941.20	5620.75	-40.35	86.90	15.50

A0-9: Forças máximas para a categoria Operacional.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
06	361.09	-1116.25	5545.96	-74.65	-39.66	11.25
07	338.32	-1252.84	5773.34	-94.88	14.60	7.69
08	306.93	-1352.51	5977.43	-101.59	95.77	22.23
09	506.87	-682.70	5527.00	77.94	-27.14	-9.63
10	34.55	-881.90	5308.80	-40.32	91.79	16.19

A0-10: Forças máximas para a categoria Extremo A.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
11	423.48	-1379.43	6026.96	-127.82	-78.97	21.77
12	338.27	-1553.23	6227.73	-152.83	20.05	10.84
13	443.60	-1721.45	6624.71	-161.57	188.26	40.75
14	664.05	-621.55	6302.86	105.08	-43.12	-14.02
15	-191.98	-1050.29	5947.19	-80.52	150.70	25.54

A0-11: Forças máximas para a categoria Extremo B.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
16	380.21	-1255.64	5601.30	-107.64	37.69	15.86
17	295.04	-1435.22	5834.76	-134.42	23.32	10.70
18	233.87	-1531.30	6141.40	-139.69	126.55	30.73
19	649.72	-654.77	5733.22	69.76	-51.09	-13.12
20	-224.39	-1066.75	5537.42	-58.57	143.44	23.50

A0-12: Forças máximas para a categoria Acidental 1.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
21	407.73	-1375.45	6013.03	-127.07	-70.68	21.75
22	335.26	-1567.48	6212.84	-155.34	20.99	10.95
23	436.57	-1715.04	6621.80	-161.47	180.31	37.82
24	668.60	-663.63	6309.97	95.85	-43.61	-13.36
25	-203.73	-1099.73	5959.63	-82.72	153.10	25.95

A0-13: Forças máximas para a categoria Acidental 1A.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
26	384.16	-1251.36	5591.28	-107.11	37.65	15.90
27	292.70	-1445.62	5823.70	-136.04	23.80	10.75
28	230.27	-1534.63	6138.04	-140.66	119.47	28.62
29	653.64	-692.95	5740.93	62.31	-51.62	-12.58
30	-219.56	-1106.42	5551.21	-61.48	143.43	23.77



A0-14: Forças máximas para a categoria Acidental 2.

Caso	FXG	FYG	FZG	MXG	MYG	MZG
31	354.05	-1103.50	5543.55	-394.00	335.76	92.22
32	337.53	-1238.15	5775.77	-418.42	311.83	89.28
33	299.36	-1324.80	5981.60	-424.81	414.50	101.60
34	505.53	-684.02	5519.61	-309.08	268.77	65.36
35	37.31	-881.01	5302.67	-353.68	414.60	74.15
36	359.04	-1113.89	5562.59	270.08	-350.18	-95.44
37	337.82	-1253.45	5792.29	250.30	-277.39	-79.01
38	302.16	-1385.09	5999.73	259.85	-308.71	-76.02
39	507.77	-661.65	5555.30	408.50	-333.79	-76.34
40	-40.03	-882.53	5333.13	318.82	-227.08	-40.27
41	377.08	-1121.26	5578.71	270.22	340.93	53.34
42	351.80	-1259.53	5812.51	255.90	315.51	58.65
43	328.83	-1371.92	6017.89	264.88	427.33	99.46
44	521.57	-683.18	5593.66	417.13	274.71	10.69
45	46.40	-892.32	5369.28	317.86	416.59	70.62
46	349.73	-1100.46	5533.53	-399.15	-344.65	-43.65
47	330.64	-1234.19	5763.08	-425.31	-284.61	-41.38
48	289.88	-1321.99	5967.30	-434.54	-314.25	-47.16
49	498.55	-687.83	5502.92	-315.99	-338.82	-21.67
50	33.30	-890.27	5286.76	-357.54	-230.29	-38.92

### rotações na Flex Joint

As tabelas A0-15 apresentam as rotações máximas na flex joint, resultantes da análise. Essas direções se referem ao eixo local do elemento.

s A0-15: Rotações máximas na Flex Joint.

Hidroteste				Operacional			
Caso	RX	RY	RZ	Caso	RX	RY	RZ
01	0.00	-1.91	-2.12	06	0.00	-2.05	-2.16
02	0.00	-2.85	-1.72	07	0.00	-2.99	-1.80
03	0.01	-3.42	-4.03	08	0.01	-3.53	-4.22
04	0.00	2.37	2.02	09	0.00	2.47	2.13
05	0.00	1.08	-3.58	10	0.00	1.17	-3.74

Extremo A				Extremo B			
Caso	RX	RY	RZ	Caso	RX	RY	RZ
11	0.00	-3.44	-4.07	16	0.00	-3.22	-2.82
12	0.01	-4.97	-2.81	17	0.01	-4.31	-2.75
13	0.01	-5.91	-7.05	18	0.01	-4.71	-5.62
14	-0.01	3.02	2.93	19	-0.01	1.69	2.74
15	0.00	0.63	-6.44	20	0.00	0.56	-5.89

Acidental 1				Acidental 1A			
Caso	RX	RY	RZ	Caso	RX	RY	RZ
21	0.00	-3.45	-4.04	26	0.00	-3.24	-2.80
22	0.01	-5.09	-2.87	27	0.01	-4.40	-2.80
23	0.01	-5.91	-6.69	28	0.01	-4.75	-5.31
24	-0.01	2.67	2.76	29	-0.01	1.41	2.60
25	0.00	-0.37	-6.58	30	0.00	0.41	-5.95

**Acidental 2**

Caso	RX	RY	RZ	Caso	RX	RY	RZ
31	0.01	-9.35	-16.91	41	0.00	12.81	-8.86
32	0.01	-10.44	-16.44	42	0.01	13.07	-8.22
33	0.01	-10.97	-19.35	43	0.01	14.71	-11.76
34	0.01	-7.13	-13.40	44	0.00	18.14	-4.99
35	0.01	-6.81	-19.02	45	0.01	16.19	-10.87
36	-0.01	3.63	16.27	46	0.00	-17.35	6.59
37	-0.01	3.74	13.34	47	0.00	-18.60	4.30
38	0.00	5.67	13.63	48	0.00	-19.36	4.20
39	-0.01	8.27	17.90	49	-0.01	-15.61	8.06
40	-0.01	7.13	12.65	50	0.00	-14.75	3.21

**Forças no Ponto de Truncamento**

As forças máximas na ancoragem, para cada caso de carregamento, são apresentadas nas tabelas A0-16 à A0-22 . Neste caso as direções se referem ao eixo local do elemento.

A0-16: Forças na ancoragem para a categoria Hidroteste.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
01	-409.03	0.04	14.94	-0.29	47.90	-0.23
02	-410.59	0.04	14.94	0.84	47.90	-0.23
03	-410.55	0.05	14.94	1.24	47.90	-0.30
04	-410.61	0.05	14.94	-0.56	47.90	-0.29
05	-411.60	0.25	14.94	0.72	47.90	-1.42

A 0-17: Forças na ancoragem para a categoria Operacional.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
06	-379.70	0.04	14.06	0.28	44.99	-0.24
07	-380.83	0.03	14.06	1.24	44.99	-0.19
08	-381.53	0.06	14.06	1.45	44.99	-0.37
09	-380.98	0.05	14.06	-0.60	44.99	-0.31
10	-382.09	0.25	14.06	0.77	44.99	-1.43

A0-18: Forças na ancoragem para a categoria Extremo A.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
11	-379.41	0.07	14.06	0.45	44.99	-0.38
12	-380.73	0.06	14.06	1.99	44.99	-0.36
13	-381.71	0.09	14.06	2.64	44.99	-0.52
14	-384.01	0.07	14.06	-1.48	44.99	-0.42
15	-386.51	0.42	14.06	0.83	44.99	-2.52

A0-19: Forças na ancoragem para a categoria Extremo B.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
16	-376.86	0.08	14.06	-0.40	44.99	-0.48
17	-378.83	0.09	14.06	2.07	44.99	-0.52
18	-381.02	0.11	14.06	2.59	44.99	-0.63
19	-382.81	0.09	14.06	-1.40	44.99	-0.51
20	-387.07	0.68	14.06	0.88	44.98	-4.29

A0-20: Forças na ancoragem para a categoria Acidental 1.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
21	-378.95	0.07	14.06	0.46	44.99	-0.38
22	-380.70	0.06	14.06	2.09	44.99	-0.36
23	-381.80	0.08	14.06	2.74	44.99	-0.52
24	-383.87	0.07	14.06	-1.61	44.99	-0.42
25	-386.72	0.43	14.06	0.81	44.99	-2.53

A0-21: Forças na ancoragem para a categoria Acidental 1A.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
26	-376.47	0.08	14.06	-0.40	44.99	-0.48
27	-378.57	0.09	14.06	2.18	44.99	-0.52
28	-381.38	0.11	14.06	2.79	44.99	-0.64
29	-383.30	0.09	14.06	-1.55	44.99	-0.52
30	-387.45	0.68	14.06	0.90	44.98	-4.29

A0-22: Forças na ancoragem para a categoria Acidental 2.

Caso	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
31	-379.96	0.04	14.06	2.17	44.99	-0.23
32	-380.99	0.03	14.06	3.08	44.99	-0.20
33	-380.69	0.06	14.06	3.32	44.99	-0.36
34	-381.49	0.05	14.06	1.64	44.99	-0.31
35	-382.49	0.25	14.06	2.60	44.99	-1.43
36	-380.43	0.04	14.06	-2.49	44.99	-0.24
37	-381.57	0.03	14.06	-1.28	44.99	-0.20
38	-382.68	0.06	14.06	-1.13	44.99	-0.38
39	-381.52	0.05	14.06	-2.76	44.99	-0.30
40	-382.81	0.25	14.06	-1.37	44.99	-1.43
41	-380.82	0.04	14.06	1.03	44.99	-0.24
42	-381.83	0.03	14.06	2.01	44.99	-0.19
43	-382.21	0.06	14.06	2.38	44.99	-0.33
44	-381.79	0.05	14.06	0.30	44.99	-0.30
45	-383.10	0.25	14.06	1.61	44.99	-1.44
46	-379.62	0.04	14.06	-1.08	44.99	-0.23
47	-380.63	0.03	14.06	0.24	44.99	-0.19
48	-381.04	0.06	14.06	0.39	44.99	-0.36
49	-381.00	0.05	14.06	-1.30	44.99	-0.31
50	-382.36	0.25	14.06	-0.45	44.99	-1.43

## Apêndice B

Aqui, serão apresentados, de forma mais detalhada os resultados da análise de cargas extremas dos risers flexíveis da P2.

### Forças no Ponto de Conexão

A seguir serão apresentados os casos de carregamento com máximas reações no topo para cada riser.

### Forças Dinâmicas

As forças máximas no ponto de conexão, resultantes da análise dinâmica, estão apresentadas nas tabelas B0-1 à B0-33. Os valores máximos estão destacados em vermelho e os mínimos em azul. As forças apresentadas têm como referência o eixo local da linha definido anteriormente no trabalho.

### Categoria Operacional

Tabela B0-1: Reações dinâmicas máximas para o riser #04.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#04	1	-129.45	40.78	-726.30	-54.99	-52.33	6.75
	3	-70.60	31.70	-761.46	-42.96	26.92	5.28
	5	-70.20	-49.21	-724.09	63.31	23.41	-7.77
	7	-111.21	-17.91	-707.46	22.82	-32.27	-2.80
	8	-139.04	-52.39	-736.72	70.05	-64.75	-8.60
	Máx	-70.20	40.78	-707.46	70.05	26.92	6.75
Mín	-139.04	-52.39	-761.46	-54.99	-64.75	-8.60	

Tabela B0-2: Reações dinâmicas máximas para o riser #13.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#13	3	-136.32	35.41	-1373.18	-52.51	45.35	6.45
	4	-190.38	72.22	-1292.98	-101.87	-43.91	12.51
	5	-170.77	-71.00	-1242.41	99.88	-26.09	-12.26
	7	-187.23	-10.39	-1234.14	14.46	-51.34	-1.78
	8	-263.02	22.59	-1290.68	-32.48	-150.74	3.99
	Máx	-136.32	72.22	-1234.14	99.88	45.35	12.51
Mín	-263.02	-71.00	-1373.18	-101.87	-150.74	-12.26	

Tabela B0-3: Reações dinâmicas máximas para o riser #14.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#14	3	-321.74	-32.33	-2169.61	39.86	-73.65	-4.89
	4	-290.37	118.60	-2081.84	-159.80	-47.62	19.62
	5	-271.81	-64.96	-1954.74	87.59	-42.50	-10.75
	7	-265.27	48.27	-1962.32	-67.99	-32.29	8.35
	8	-383.80	68.11	-2067.01	-95.13	-179.66	11.68
	Máx	-265.27	118.60	-1954.74	87.59	-32.29	19.62
Mín	-383.80	-64.96	-2169.61	-159.80	-179.66	-10.75	

Tabela B0-4: Reações dinâmicas máximas para o riser #16.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#16	1	-217.91	68.56	-1428.79	-94.98	-60.98	11.66
	3	-134.96	-30.92	-1425.66	38.20	59.53	-4.69
	4	-192.24	89.53	-1330.68	-125.55	-40.83	15.41
	5	-188.30	-40.44	-1250.83	56.55	-48.32	-6.94
	7	-177.85	35.28	-1241.94	-52.36	-34.15	6.43
	8	-266.39	66.49	-1341.12	-95.34	-143.57	11.71
	Máx	-134.96	89.53	-1241.94	56.55	59.53	15.41
	Mín	-266.39	-40.44	-1428.79	-125.55	-143.57	-6.94

Tabela B0-5: Reações dinâmicas máximas para o riser #43.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#43	1	-175.86	-88.24	-2086.09	121.56	109.91	-14.92
	3	-265.03	-70.44	-2047.39	99.98	-13.92	-12.27
	5	-284.16	82.94	-2011.91	-111.46	51.16	13.68
	8	-206.00	95.62	-2249.82	-137.83	101.64	16.92
	Máx	-175.86	95.62	-2011.91	121.56	109.91	16.92
	Mín	-284.16	-88.24	-2249.82	-137.83	-13.92	-14.92

Tabela B0-6: Reações dinâmicas máximas para o riser #47.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#47	1	-155.45	-90.81	-1874.61	126.92	106.96	-15.58
	3	-248.97	-65.18	-1818.12	95.83	-30.65	-11.76
	5	-255.83	79.87	-1819.54	-111.38	-44.20	13.67
	8	-198.05	71.58	-2071.84	-110.72	84.25	13.59
	Máx	-155.45	79.87	-1818.12	126.92	106.96	13.67
	Mín	-255.83	-90.81	-2071.84	-111.38	-44.20	-15.58

Tabela B0-7: Reações dinâmicas máximas para o riser #53.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#53	1	-90.49	-76.38	-1357.82	109.15	108.52	-13.40
	3	-211.29	-37.08	-1327.95	56.08	-67.05	-6.89
	5	-146.19	88.76	-1375.95	-120.72	33.82	14.82
	8	-107.50	-28.48	-1578.70	-40.92	123.15	5.02
	Máx	-90.49	88.76	-1327.95	109.15	123.15	14.82
	Mín	-211.29	-76.38	-1578.70	-120.72	-67.05	-13.40

Tabela B0-8: Reações dinâmicas máximas para o riser #54.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#54	1	-151.34	-95.39	-2142.63	137.37	160.65	-16.86
	3	-315.47	-52.19	-2102.09	78.70	-80.49	-9.66
	4	-219.68	-110.53	-2231.85	152.74	75.85	-18.75
	5	-229.71	110.24	-2107.62	-153.40	43.32	18.83
	8	-195.08	-43.85	-2460.02	59.55	160.63	-7.31
	Máx	-151.34	110.24	-2102.09	152.74	160.65	18.83
	Mín	-315.47	-110.53	-2460.02	-153.40	-80.49	-18.75

Tabela B0-9: Reações dinâmicas máximas para o riser #59.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#59	1	-140.15	-73.29	-1753.04	105.38	110.47	-12.94
	3	-269.48	22.62	-1747.81	-30.82	-79.42	3.78
	4	-194.52	-108.01	-1833.56	151.42	45.76	-18.59
	5	-192.54	67.57	-1803.33	-93.29	40.93	11.45
	8	-159.07	-49.44	-2058.22	71.97	139.32	-8.83
	Máx	-140.15	67.57	-1747.81	151.42	139.32	11.45
Mín	-269.48	-108.01	-2058.22	-93.29	-79.42	-18.59	

Tabela B0-10: Reações dinâmicas máximas para o riser #64.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#64	1	-328.48	-73.37	-2248.53	61.96	-44.68	-7.60
	3	-346.51	21.80	-2440.40	-17.20	-39.62	2.11
	4	-263.96	-83.36	-2446.70	67.37	31.79	-8.26
	5	-257.76	35.86	-2402.37	28.74	30.07	-3.51
	8	-265.48	-75.37	-2706.67	65.30	58.93	-7.99
	Máx	-257.76	35.86	-2248.53	67.37	58.93	2.11
Mín	-346.51	-83.36	-2706.67	-17.20	-44.68	-8.26	

Tabela B0-11: Reações dinâmicas máximas para o riser #70.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#70	1	-379.81	-81.30	-2833.60	62.68	-25.13	-7.70
	2	-339.17	-60.78	-2878.60	45.99	11.70	-5.64
	3	-403.15	31.99	-2924.79	-25.01	-34.58	3.07
	4	-420.52	-55.70	-2976.03	41.46	42.74	-5.09
	5	-413.08	-35.78	-2958.24	27.18	-37.88	-3.33
	6	-423.17	-63.47	-3037.63	51.30	39.11	-6.29
	8	-420.55	-111.49	-3107.07	90.20	-29.10	-11.07
	Máx	-339.17	31.99	-2833.60	90.20	42.74	3.07
Mín	-423.17	-111.49	-3107.07	-25.01	-37.88	-11.07	

## Categoria Extremo

Tabela B0-12: Reações dinâmicas máximas para o riser #04.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#04	11	-65.83	53.62	-850.27	-74.49	43.48	9.13
	13	-53.55	-79.82	-766.04	99.91	50.10	-12.27
	16	-185.47	-88.92	-849.88	119.81	-110.05	-14.75
	17	-149.98	75.50	-723.36	-101.04	-78.48	12.41
	18	-140.36	27.65	-698.30	-34.73	-69.98	4.26
	Máx	-53.55	75.50	-698.30	119.81	50.10	12.41
Mín	-185.47	-88.92	-850.27	-101.04	-110.05	-14.75	

Tabela B0-13: Reações dinâmicas máximas para o riser #13.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#13	11	-126.52	-67.70	-1540.24	-96.41	85.47	11.79
	12	-232.51	139.51	-1400.03	-189.13	-81.22	23.24
	13	-186.41	-124.88	-1303.99	172.88	-38.48	-21.23
	16	-356.55	39.24	-1403.70	53.74	-269.89	-6.49
	19	-121.59	51.62	-1408.46	-76.76	70.15	9.42
	23	-206.40	-14.30	-1235.17	19.78	-78.92	-2.43
	Máx	-121.59	139.51	-1235.17	172.88	85.47	23.24
Mín	-356.55	-124.88	-1540.24	-189.13	-269.89	-21.23	

Tabela B0-14: Reações dinâmicas máximas para o riser #14.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#14	11	-415.45	-59.75	-2388.93	72.10	-155.23	-8.84
	12	-333.06	221.09	-2232.37	-289.72	-82.46	35.58
	13	-309.50	-128.70	-2051.31	171.34	-76.07	-21.03
	16	-513.32	105.73	-2228.19	-149.24	-335.52	18.29
	19	-203.84	-35.58	-2251.11	-47.89	102.46	5.89
	21	-291.60	-91.66	-1953.38	122.78	-69.12	-15.08
	Máx	-203.84	221.09	-1953.38	171.34	102.46	35.58
Mín	-513.32	-128.70	-2388.93	-289.72	-335.52	-21.03	

Tabela B0-15: Reações dinâmicas máximas para o riser #16.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#16	11	-131.23	-53.49	-1698.77	63.36	112.91	-7.70
	12	-224.67	161.17	-1442.83	-220.03	-68.59	27.02
	13	-220.28	-80.33	-1313.77	110.72	-80.71	-13.59
	16	-371.40	105.15	-1503.02	-150.72	-264.55	18.44
	19	-121.38	-37.84	-1475.85	44.32	86.16	-5.44
	21	-208.10	-57.38	-1243.66	79.83	-77.09	-9.80
	Máx	-121.38	161.17	-1243.66	110.72	112.91	27.02
Mín	-371.40	-80.33	-1698.77	-220.03	-264.55	-13.59	

Tabela B0-16: Reações dinâmicas máximas para o riser #43.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#43	9	-144.02	-159.35	-2244.65	221.50	174.97	-27.20
	12	-137.62	-105.78	-2406.89	135.62	202.95	-16.65
	13	-353.78	139.47	-2161.63	-182.49	-114.62	22.41
	16	-192.32	159.15	-2547.19	-227.33	170.67	27.92
	21	-308.13	122.91	-2058.29	-162.71	-72.04	19.98
	Máx	-137.62	159.15	-2058.29	221.50	202.95	27.92
	Mín	-353.78	-159.35	-2547.19	-227.33	-114.62	-27.20

Tabela B0-17: Reações dinâmicas máximas para o riser #47.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#47	9	-127.87	-164.08	-2034.53	230.77	169.47	-28.33
	12	-114.47	-98.43	-2181.33	130.08	203.87	-15.97
	13	-320.74	134.85	-1972.86	-181.70	-104.94	22.31
	16	-192.88	132.28	-2421.96	-188.17	148.09	23.21
	19	-273.84	-93.16	-1857.20	136.49	-55.84	-16.76
	Máx	-114.47	134.85	-1857.20	230.77	203.87	23.21
	Mín	-320.74	-164.08	-2421.96	-188.17	-104.94	-28.33

Tabela B0-18: Reações dinâmicas máximas para o riser #53.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#53	9	-56.66	-118.66	-1507.29	171.07	176.50	-21.01
	11	-277.06	-70.08	-1553.22	105.23	-122.89	-12.94
	12	-112.90	-153.42	-1673.81	197.30	119.47	-24.21
	13	-150.95	148.29	-1493.26	-196.60	48.75	24.13
	16	-76.51	61.39	-2008.10	-85.17	227.54	10.61
	19	-241.81	-55.29	-1364.46	83.16	-103.22	-10.21
	Máx	-56.66	148.29	-1364.46	197.30	227.54	24.13
Mín	-277.06	-153.42	-2008.10	-196.60	-122.89	-24.21	

Tabela B0-19: Reações dinâmicas máximas para o riser #54.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#54	9	-100.70	-148.62	-2342.80	215.19	260.76	-26.42
	11	-397.16	-100.00	-2340.31	151.68	-158.46	-18.63
	12	-209.86	-223.85	-2570.49	292.88	138.69	-35.97
	13	-244.15	197.23	-2341.08	-264.91	64.74	32.52
	16	-168.49	-85.38	-2993.74	106.75	287.76	-12.78
	19	-354.05	-75.64	-2151.10	113.91	-126.46	-13.99
	Máx	-100.70	197.23	-2151.10	292.88	287.76	32.52
Mín	-397.16	-223.85	-2993.74	-264.91	-158.46	-35.97	

Tabela B0-20: Reações dinâmicas máximas para o riser #59.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#59	9	-370.01	-110.89	-1826.07	155.85	-208.06	-19.13
	12	-199.50	-204.74	-2009.46	277.23	71.29	-34.04
	13	-197.87	137.84	-2026.95	-183.93	68.99	22.59
	16	-114.02	-72.81	-2267.78	104.24	237.15	-12.76
	17	-343.10	-121.24	-1763.73	171.18	-177.46	-21.01
	Máx	-114.02	137.84	-1763.73	277.23	237.15	22.59
	Mín	-370.01	-204.74	-2267.78	-183.93	-208.06	-34.04

Tabela B0-21: Reações dinâmicas máximas para o riser #64.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#64	9	-393.09	-110.04	-2366.76	90.57	-88.61	-11.11
	11	-395.43	33.14	-2497.78	-26.83	-77.09	3.29
	12	-265.21	-143.81	-2648.93	111.93	52.69	-13.72
	13	-260.40	73.73	-2671.75	-56.97	52.52	7.01
	16	-243.19	-111.64	-2929.86	100.56	104.66	-12.38
	17	-371.41	-107.77	-2269.77	89.63	-78.96	-11.00
	Máx	-243.19	73.73	-2269.77	111.93	104.66	7.01
Mín	-395.43	-143.81	-2929.86	-56.97	-88.61	-13.72	

Tabela B0-22: Reações dinâmicas máximas para o riser #70.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#70	11	-475.59	56.81	-3180.14	-45.63	-67.32	5.59
	12	-509.94	-96.41	-3244.77	68.63	-79.69	-8.41
	13	-304.16	-53.13	-3260.39	40.47	69.47	-4.97
	16	-485.77	-174.53	-3442.49	146.76	49.82	-17.99
	17	-403.94	-107.06	-2835.23	81.80	-44.08	-10.05
	Máx	-304.16	56.81	-2835.23	146.76	69.47	5.59
	Mín	-509.94	-174.53	-3442.49	-45.63	-79.69	-17.99



### Categoria Acidental

Tabela B0-23: Reações dinâmicas máximas para o riser #04.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#04	27	-69.69	55.74	-861.02	-77.10	40.25	9.45
	28	-61.49	-21.28	-540.60	30.84	8.61	-3.79
	45	-227.69	-194.66	-658.99	253.59	-194.24	-31.14
	49	30.30	170.74	-714.53	-232.87	159.10	28.60
	52	30.04	177.79	-722.79	-228.17	161.56	28.02
	59	85.40	-153.10	-742.61	195.50	224.60	-24.01
	68	-281.65	155.72	-670.70	-200.69	-256.14	24.64
	Máx	85.40	177.79	-540.60	253.59	224.60	28.60
Mín	-281.65	-194.66	-861.02	-232.87	-256.14	-31.14	

Tabela B0-24: Reações dinâmicas máximas para o riser #13.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#13	27	-129.08	67.21	-1555.60	-101.20	85.54	12.48
	40	-306.54	35.14	-1288.87	-49.87	-214.06	6.12
	41	-589.63	-55.72	-1202.68	78.60	-618.60	-9.65
	45	-495.04	-153.16	-1128.37	218.49	-509.69	-26.83
	56	228.23	113.71	-1296.48	-160.99	549.36	19.77
	61	-69.36	-408.71	-1178.37	585.04	108.57	-71.84
	68	-276.64	417.82	-1196.75	-592.34	-182.94	72.74
	Máx	228.23	417.82	-1128.37	585.04	549.36	72.74
	Mín	-589.63	-408.71	-1555.60	-592.34	-618.60	-71.84

Tabela B0-25: Reações dinâmicas máximas para o riser #14.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#14	27	-404.01	-54.08	-2376.38	-69.00	149.46	8.49
	41	-926.69	269.44	-1949.42	-357.17	-911.19	43.86
	45	-782.91	182.94	-1788.71	-258.93	-769.92	31.80
	56	365.88	-170.38	-2077.82	231.56	842.90	-28.44
	59	-511.20	-611.25	-2035.12	804.18	-345.36	-98.75
	65	-63.38	667.35	-2085.30	-881.39	275.07	108.23
	68	-62.35	666.52	-1984.05	-899.03	245.28	110.40
	Máx	365.88	667.35	-1788.71	804.18	842.90	110.40
	Mín	-926.69	-611.25	-2376.38	-899.03	-911.19	-98.75

Tabela B0-26: Reações dinâmicas máximas para o riser #16.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#16	27	-121.42	-50.29	-1665.46	58.81	118.41	-7.33
	41	-578.77	222.68	-1277.99	-306.37	-580.50	37.62
	45	-500.94	129.14	-1133.79	-193.09	-515.52	23.71
	56	209.95	-131.71	-1362.92	187.84	536.10	-23.07
	59	-352.85	-394.12	-1316.10	536.46	-262.57	-65.88
	65	-20.70	442.55	-1375.99	-604.75	214.89	74.26
	Máx	209.95	442.55	-1133.79	536.46	536.10	74.26
	Mín	-578.77	-394.12	-1665.46	-604.75	-580.50	-65.88

Tabela B0-27: Reações dinâmicas máximas para o riser #43.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#43	32	-176.84	154.53	-2514.86	-222.18	186.79	27.27
	45	115.87	530.78	-1960.47	-717.76	497.68	88.14
	54	-647.22	-532.60	-2045.82	701.81	-521.01	-86.18
	61	-719.42	435.31	-1839.65	-589.65	-667.82	72.41
	64	-800.84	416.40	-2066.19	-581.44	-716.24	71.40
	65	279.01	-427.95	-2041.24	592.08	712.78	-72.71
	Máx	279.01	530.78	-1839.65	701.81	712.78	88.14
Mín	-800.84	-532.60	-2514.86	-717.76	-716.24	-86.18	

Tabela B0-28: Reações dinâmicas máximas para o riser #47.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#47	32	-179.73	126.49	-2398.80	-180.92	164.27	22.12
	45	88.09	487.32	-1777.69	-682.49	441.29	83.81
	56	-646.12	-489.77	-1890.53	663.51	-560.20	-81.48
	61	-644.86	397.89	-1653.92	-559.82	-620.98	68.74
	64	-731.45	357.37	-1900.77	-513.11	-672.24	63.01
	68	246.53	-386.59	-1897.99	537.96	668.90	-66.06
	Máx	246.53	487.32	-1653.92	663.51	668.90	83.81
Mín	-731.45	-489.77	-2398.80	-682.49	-672.24	-81.48	

Tabela B0-29: Reações dinâmicas máximas para o riser #53.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#53	32	-79.79	-68.81	-2015.95	84.31	231.50	-10.52
	41	256.75	119.84	-1346.25	-168.44	588.20	20.69
	51	-505.02	-166.78	-1222.25	243.79	-503.38	-29.94
	56	-619.47	-201.74	-1419.10	268.18	-591.75	-32.94
	61	-326.46	443.66	-1262.77	-612.37	-235.96	75.20
	70	17.40	-464.32	-1436.71	622.77	265.88	-76.47
	Máx	256.75	443.66	-1222.25	622.77	588.20	75.20
Mín	-619.47	-464.32	-2015.95	-612.37	-591.75	-76.47	

Tabela B0-30: Reações dinâmicas máximas para o riser #54.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#54	32	-162.20	-96.37	-2991.52	121.25	298.34	-14.59
	41	406.09	167.53	-2113.35	-237.72	938.21	29.19
	53	-814.15	-179.03	-1941.98	261.58	-808.05	-32.12
	56	-1004.42	-275.31	-2212.11	369.78	-983.41	-45.41
	61	-468.43	662.88	-1957.32	-933.30	-320.43	114.61
	70	-39.34	-731.60	-2250.58	990.33	335.87	-121.61
	Máx	406.09	662.88	-1941.98	990.33	938.21	114.61
Mín	-1004.42	-731.60	-2991.52	-933.30	-983.41	-121.61	

Tabela B0-31: Reações dinâmicas máximas para o riser #59.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#59	32	-434.68	-79.12	-2234.84	112.97	230.26	-13.84
	41	325.05	-209.77	-1720.37	300.12	772.07	-36.85
	49	-701.64	86.92	-1613.16	-127.77	-736.20	15.69
	56	-871.64	140.11	-1852.24	-190.39	-873.78	23.38
	61	-58.40	580.77	-1802.77	-809.22	227.80	99.37
	68	-374.76	-599.73	-1696.94	843.68	-233.53	-103.60
	Máx	325.05	580.77	-1613.16	843.68	772.07	99.37
Mín	-871.64	-599.73	-2234.84	-809.22	-873.78	-103.60	

Tabela B0-32: Reações dinâmicas máximas para o riser #64.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#64	32	-466.67	-112.92	-2926.95	101.76	96.30	-12.46
	41	72.56	-305.51	-2257.13	254.17	291.96	-31.20
	48	43.33	-308.02	-2655.50	256.69	308.86	-31.50
	56	-720.40	254.14	-2525.38	-198.60	-320.84	24.41
	61	-16.47	379.42	-2452.82	-300.99	225.97	36.94
	65	-541.37	-378.78	-2175.47	314.74	-235.19	-38.64
	68	-579.24	-410.06	-2367.80	326.23	-230.02	-40.02
	Máx	72.56	379.42	-2175.47	326.23	308.86	36.94
Mín	-720.40	-410.06	-2926.95	-300.99	-320.84	-40.02	

Tabela B0-33: Reações dinâmicas máximas para o riser #70.

Caso	Esforços no Sistema Local da Linha (kN - m)						
	FxL	FyL	FzL	MxL	MyL	MzL	
R#70	32	-512.68	-175.53	-3517.01	147.30	-56.52	-18.04
	41	-161.17	-502.56	-2809.50	380.73	140.01	-46.74
	48	-197.73	-502.49	-3099.00	394.23	143.96	-48.40
	56	-609.54	476.41	-3042.17	-347.35	-172.21	42.65
	59	112.59	195.48	-2959.42	-154.26	355.29	18.94
	61	112.41	184.94	-2998.73	-138.45	359.54	17.00
	65	-772.93	-248.68	-2728.86	189.31	-339.68	-23.25
	70	-871.86	-212.51	-2940.27	169.07	-373.40	-20.75
	Máx	112.59	476.41	-2728.86	394.23	359.54	42.65
	Mín	-871.86	-502.56	-3517.01	-347.35	-373.40	-48.40

**Anexo (Tensão de Von Mises)**

*PROJETO FINAL DE CURSO- Análise de risers rígidos na configuração lazy-wave e risers flexíveis em catenária livre.*



**Anexo (cálculo do colapso propagante e hidrostático para o exemplo 1)**















## Anexo (sistemas de exploração de petróleo)

# ANÁLISE DE CONCEPÇÕES ESTRUTURAIS PARA A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

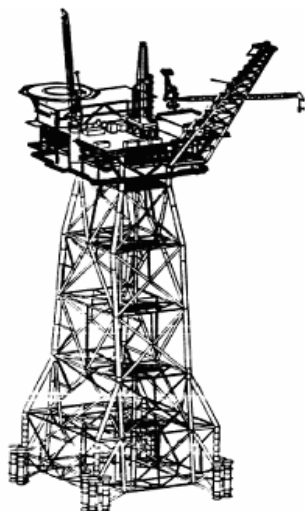
## 1. Concepções Estruturais para Águas Rasas e Intermediárias

### a) Jaquetas

As atividades iniciais de exploração e produção de petróleo no mar pela Petrobras ocorreram em lâminas d'água com profundidades inferiores a 100m. Para estas profundidades, as estruturas utilizadas como suporte para as plataformas de trabalho são as Jaquetas. Jaquetas são estruturas reticuladas relativamente rígidas, com um alto grau de hiperestaticidade, fixadas ao fundo do mar por um sistema de estacas cravadas através de guias. Desta forma, seu comportamento global é semelhante ao de uma viga em balanço, engastada no fundo do mar. a principal fonte de carregamento dinâmico em jaquetas é a gerada pelas ondas.

Os primeiros períodos naturais de vibração das jaquetas típicas para águas rasas são consideravelmente menores do que o período de excitação das ondas de projeto, Com isto, os efeitos de amplificação dinâmica se tornam pouco significativos. É possível então desprezar as forças de inércia, utilizando no projeto principalmente métodos de análise estática. Apenas para a consideração dos efeitos de fadiga é necessário empregar métodos de análise dinâmica; mesmo assim, neste caso é possível determinar a resposta apenas no domínio da frequência.

Os deslocamentos que uma jaqueta sofre sob a ação do carregamento são relativamente pequenos; além disso, os elementos estruturais da jaqueta são projetados para permanecer no regime elástico. Com isso, os efeitos não-lineares são pouco significativos e podem ser desprezados na análise, a menos dos que ocorrem na interação solo-estacas de fundação. Mesmo assim, tal comportamento não-linear é localizado e permite um tratamento simplificado.

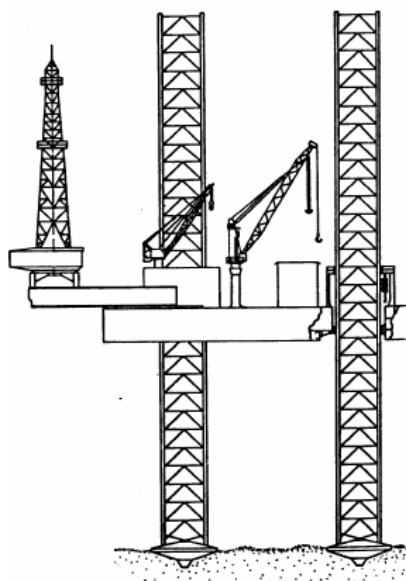


### b) Plataformas Auto-Elevatórias

Ainda em águas relativamente rasas, outra solução usual baseava-se na utilização das Plataformas Auto-Elevatórias. Tais plataformas são estruturas marítimas móveis, empregadas para a exploração de reservas de petróleo e produção antecipada. Os alojamentos, equipamentos e facilidades de produção estão situados em um casco. Quando a plataforma está em operação, este casco é suportado por três ou quatro pernas independentes, cada uma delas composta por uma estrutura treliçada de elementos tubulares.

Estas pernas têm a capacidade de elevar-se sobre o casco, de modo que a plataforma possa ser transportada de uma localidade para outra, com o casco flutuando. Esta facilidade no transporte é necessária já que este tipo de estrutura é comumente utilizada na exploração de novas reservas de petróleo e, eventualmente, também no lugar de plataformas fixas convencionais (as jaquetas), em sistemas de produção antecipada.

O primeiro período natural de auto-elevatórias é consideravelmente maior do que o de uma jaqueta, aproximando-se do período característico das ondas de projeto. Observa-se assim que a consideração adequada dos efeitos de inércia passa a ser essencial na representação do comportamento estrutural de plataformas auto-elevatórias, exigindo-se a utilização de métodos de análise dinâmica.



### c) Jaquetas e Auto-Elevatórias em Profundidades Intermediárias

À medida que eram descobertas reservas de petróleo em lâminas d'água com profundidades intermediárias (variando entre 100 e 400 metros), procurou-se continuar utilizando estruturas fixas - as jaquetas, mas a utilização de plataformas auto-elevatórias tornou-se inviável devido a problemas operacionais que ocorreriam com pernas muito maiores do que 100 m.

No entanto, em jaquetas de maior porte, observou-se que os períodos naturais tendiam a se aproximar dos períodos de excitação das ondas de projeto. Tornando os efeitos de inércia mais importantes, exigindo a utilização de métodos de análise dinâmica para o projeto e

dimensionamento; e foi necessário aumentar a rigidez da estrutura para evitar uma amplificação dinâmica excessiva. Isto acarretou no aumento considerável de peso, com o conseqüente aumento nos custos de fabricação, transporte e instalação.

## **2. Concepções Estruturais para Águas Profundas:**

### **a) Estrutura Complacente**

Com a descoberta de grandes reservas em águas profundas, com lâminas d'água alcançando a casa dos 1000 metros ou mais, tornou-se necessário buscar alternativas para sistemas estruturais de suporte a plataformas.

Desde então, diversas concepções estruturais têm sido propostas e utilizadas para águas profundas. Todas podem ser classificadas dentro do conceito geral de estrutura complacente, já que apresentam as seguintes características:

São conjuntos muito *flexíveis*, que podem suportar *grandes deslocamentos*. Com isso, o comportamento da estrutura é significativamente *não-linear*;

Apresentam os primeiros períodos naturais muito maiores do que o das ondas de projeto. Com isso, as forças de *inércia* são favoráveis ao seu comportamento;

Como têm uma rigidez relativamente baixa, os esforços elásticos precisam contar com outro tipo de força restauradora, além das forças de inércia, em geral produzida por um elemento estrutural conectado à estrutura em uma altura próxima à da aplicação da resultante do carregamento ambiental. O tipo de força restauradora irá depender de cada concepção estrutural em particular, como será visto mais adiante;

A representação do carregamento ambiental (onda, correnteza) também exige a consideração de efeitos dinâmicos e não-lineares, já que gera efeitos hidrodinâmicos que são função das acelerações e do quadrado da velocidade relativa fluido-estrutura.

Observa-se para esse tipo de estruturas a predominância de efeitos de inércia e amortecimento, e a presença de fontes de não-linearidade significativas, que são levadas em conta no próprio desenvolvimento destas concepções; assim, é fácil concluir que, na simulação numérica do comportamento de tais estruturas, é mandatória a utilização de métodos numéricos rigorosos para análise dinâmica e não-linear no projeto e dimensionamento de tais estruturas.

Dentro desta classificação geral de “estruturas complacentes” incluem-se diversas concepções de estruturas de suporte a plataformas, que podem ser agrupadas em dois sub-grupos principais: as Torres Complacentes, e os Sistemas Flutuantes.

Outras estruturas auxiliares na exploração de petróleo no mar podem também ser classificadas como “estruturas complacentes”: Risers (que são linhas de produção que conectam a cabeça do poço de petróleo no fundo do mar à plataforma de exploração na superfície) e Linhas de Amarração e Ancoragem.

A seguir vamos descrever e comentar as principais concepções estruturais que se encaixam nestes grupos.



## b) Torres Complacentes

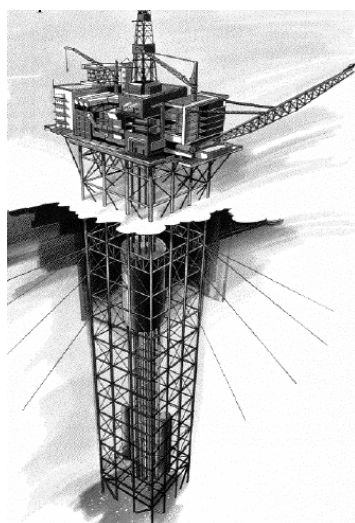
### - Torre Estaiada

Em uma torre estaiada, o elemento estrutural que produz as forças restauradoras é composto por *linhas de amarração* em catenária, ancoradas no fundo do mar e conectadas à estrutura em um nível próximo ao da resultante das cargas ambientais. Estas linhas são projetadas para apresentar rigidez variável através de um conjunto de pesos articulados inseridos nas linhas em uma posição próxima ao ponto de contato com o fundo do mar. Em condições ambientais normais de operação, estes pesos estão apoiados no fundo do mar, fazendo com que os deslocamentos mantenham-se dentro de limites que permitam o funcionamento normal da plataforma.

No entanto, em condições de tormenta, a partir de um certo limite de deslocamento os pesos ficam totalmente suspensos. Com isso, o comprimento da catenária cresce bruscamente, diminuindo a rigidez da linha, limitando a solicitação no cabo. Nestas condições a operação normal da plataforma é suspensa, e a plataforma pode apresentar deslocamentos muito elevados sem sofrer danos consideráveis.

Este processo faz com que os primeiros períodos naturais de vibração da torre variem consideravelmente, mas mantendo-se sempre acima do período das ondas de projeto. Observa-se então que a inércia da torre é sempre favorável à estabilidade da estrutura, principalmente nas condições de tormenta em que a rigidez dos cabos diminui consideravelmente. Além disso, também contribuem positivamente os efeitos de amortecimento que ocorrem na interação fluido-linhas de amarração.

Seu sistema de fundação apresenta pouca rigidez à flexão de modo a permitir a rotação da torre sobre sua base. Desta forma, a torre é articulada na base e apoiada lateralmente pelas linhas de amarração, de modo que o comportamento global da estrutura é semelhante ao de uma viga bi-apoiada. Isto reduz em muito os momentos fletores e os esforços cortantes, e permite que as dimensões da seção transversal da torre e de cada elemento que a compõe possam ser bem menores que as necessárias em uma jaqueta fixa convencional, cujo comportamento é semelhante ao de uma viga em balanço, engastada no fundo do mar.



### - Torre Gamma

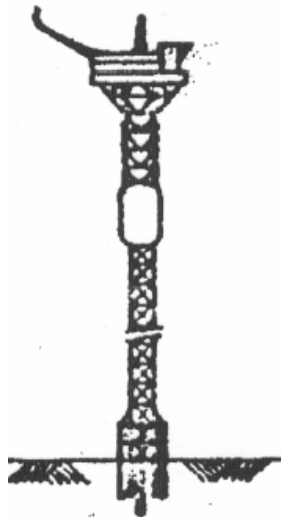
A torre Gamma é uma concepção estrutural com um comportamento global similar ao da torre estaiada. O sistema de fundação é semelhante ao da torre estaiada. A principal diferença está no sistema que fornece as forças restauradoras que, em conjunto com as forças de inércia, colaboram para resistir ao carregamento ambiental. Na torre Gamma não existem linhas de amarração, e a restauração é fornecida pelo empuxo de grandes tanques de flutuação, localizados na região central da torre, pouco abaixo da superfície do mar. Desta forma, o comportamento global da estrutura é semelhante ao de um pêndulo invertido: o empuxo dos tanques compensa o peso do convés, e fornece momentos restauradores que aumentam com o deslocamento horizontal. Novamente, os efeitos de inércia são fundamentais na caracterização do comportamento da estrutura, o que torna indispensável a utilização de métodos de análise dinâmica.



### - Torre Roseau

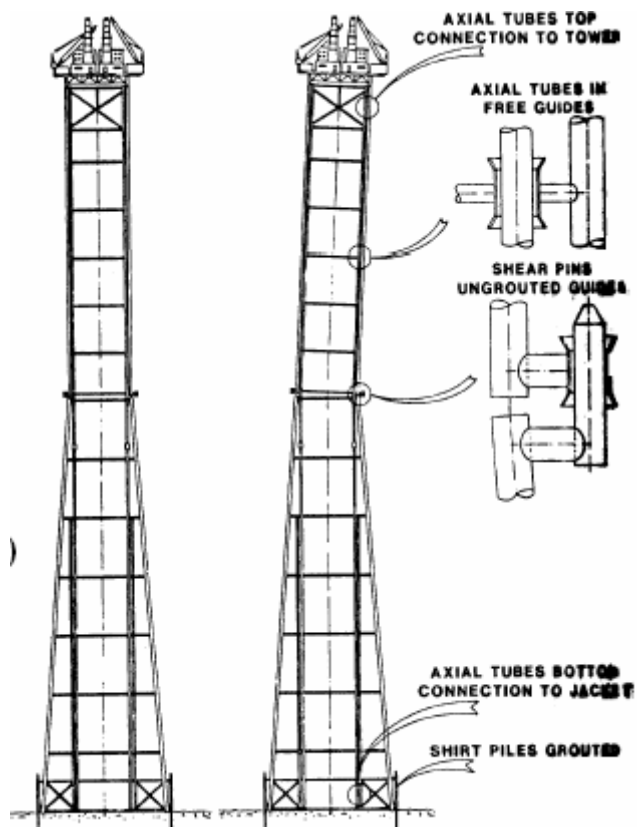
A Torre Roseau difere das concepções anteriores por apresentar sua base rigidamente engastada no fundo do mar através um sistema de estacas semelhante ao empregado em jaquetas fixas. Assim como a torre Gamma, possui tanques de flutuação pouco abaixo da superfície do mar, que mantém a estrutura tracionada.

Neste caso, a restauração é fornecida não somente pelo empuxo dos tanques e pelas forças de inércia, mas também recebe uma contribuição das forças elásticas oriundas da rigidez da parte inferior da estrutura da torre. Como resultado tem-se uma estrutura mais flexível do que uma jaqueta, mas sua base tem rigidez suficiente para fornecer parcela significativa das forças restauradoras.



#### - Torre Delta

O conceito da torre Delta é corresponde a um sistema “híbrido”, composto por uma parte superior complacente e uma parte inferior rígida, com uma ligação articulada entre elas. Esta proposta fundamenta-se no fato de que a excitação dinâmica, que é devida às ondas e ao vento, concentra-se em uma região próxima à superfície do mar. Próximo ao fundo atuam apenas cargas estáticas de correnteza e peso próprio, que podem ser melhor resistidas por uma estrutura rígida semelhante a uma jaqueta, que não depende da inércia para fornecer restauração. A estrutura complacente superior tem um comportamento semelhante ao da torre Gamma, com tanques de flutuação situados pouco abaixo da superfície do mar que reduzem as cargas verticais suportadas pelo sistema de fundação.



## 2.2. Sistemas flutuantes

### a) Plataforma Semi-Submersível

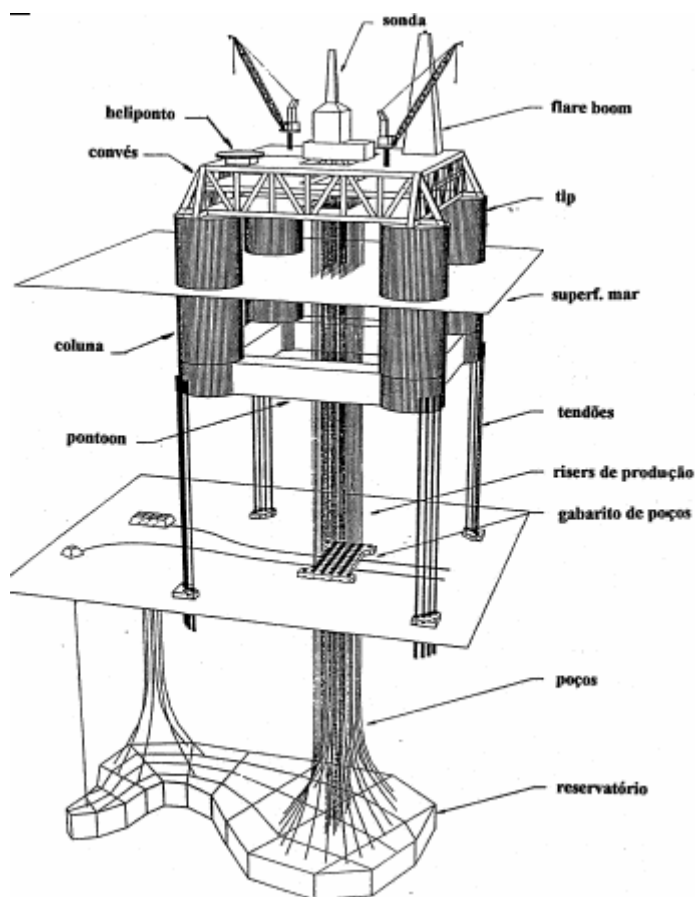
Plataformas semi-submersíveis são sistemas flutuantes compostos por um casco que suporta uma plataforma com os equipamentos e facilidades de produção, e os alojamentos. Este casco pode navegar com propulsão própria ou rebocado, e pode ser ancorado em uma determinada localidade por um conjunto de linhas de amarração em catenária.

A operação de plataformas semi-submersíveis já conta com uma considerável experiência acumulada ao longo dos anos, principalmente como unidades de exploração e perfuração, mas também, e cada vez mais, como sistemas de produção.



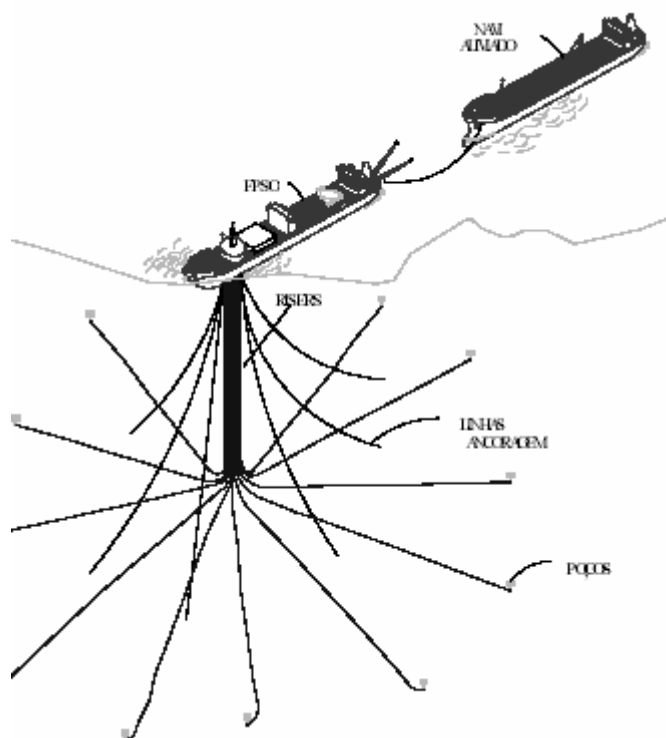
### - Plataforma de Pernas Tensionadas

Estas plataformas são usualmente referidas pela abreviação de seu nome em inglês - **TLP** (**Tension Leg Platforms**). O casco é semelhante ao de uma plataforma semi-submersível, apresentando um excesso de flutuação que é compensado por “pernas” ou tendões verticais tencionados, conectados a um sistema de fundação no fundo do mar. Neste caso, pode-se observar que o comportamento complacente se restringe aos deslocamentos de translação no plano horizontal e à rotação em torno da direção vertical, já que os tendões apresentam elevada rigidez para o deslocamento vertical e as rotação em torno de direções horizontais.



### - Navios ancorados

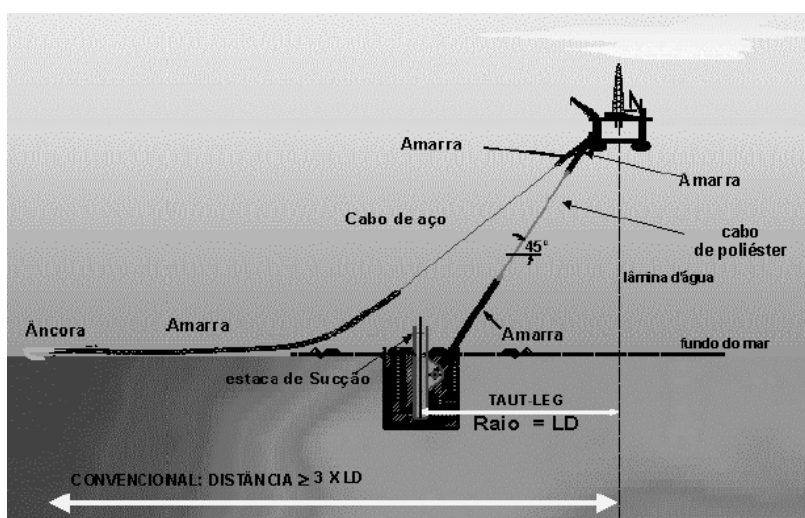
Mais recentemente tem sido considerada a utilização de navios ancorados como plataforma de trabalho para atividades de produção de petróleo. Podem ser citados estudos recentes sobre as Unidades Estacionárias de Produção e Armazenamento de Óleo, conhecidas como **FPSO**, da abreviatura do termo correspondente em inglês (“**F**loating **P**roduction, **S**torage and **O**ffloading units”). Este conceito tem se mostrado versátil e econômico notadamente em campos situados onde inexistente uma rede de oleodutos, de reservas limitadas, com pequeno número de poços ou em grande lâmina d’água.



### 3. Risers e Linhas de Ancoragem

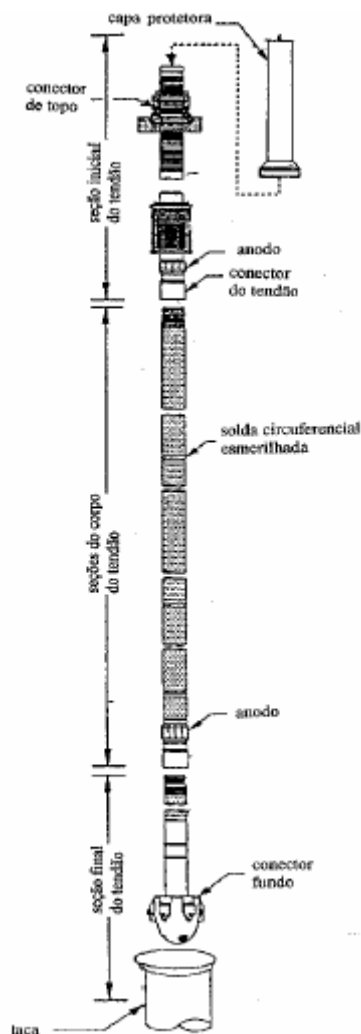
#### a) Linhas de Ancoragem

Linhas de ancoragem têm a função estrutural de fornecer forças de restauração a torres estaiadas, ou manter em posição sistemas flutuantes tais como navios ou plataformas semisubmersíveis. Nestes casos, costumam ficar dispostas em catenária; mais recentemente, tem-se considerado a utilização de linhas retesadas (“taut-leg”) para a ancoragem de sistemas flutuantes.



### b) Tendões

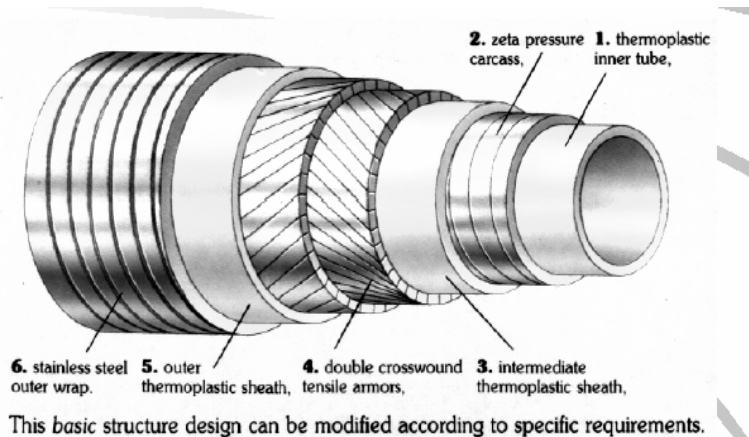
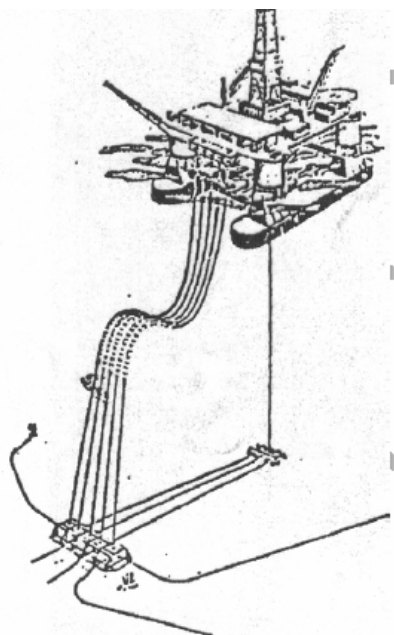
Em plataformas de pernas tensionadas, os tendões são tirantes verticais tracionados.



### c) Risers

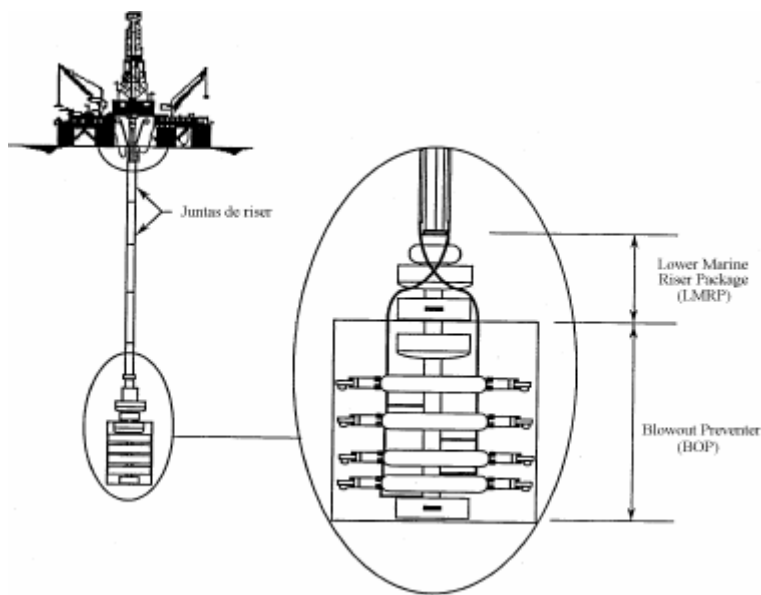
Os risers são linhas que transportam os fluidos que resultam do processo de produção (óleo, gás, lama, água), desde a cabeça do poço de petróleo, no fundo do mar, até a plataforma de exploração na superfície.

- **Risers flexíveis** são mangotes especiais empregados em atividades de produção, em plataformas baseadas em sistemas flutuantes tais como plataformas semi-submersíveis ou navios. Podem assumir diferentes configurações em catenária. As principais vantagens de risers flexíveis residem em sua característica mais acentuadamente “complacente”, já que podem acompanhar sem problemas todos os movimentos do sistema flutuante, e em permitir a conexão de plataformas a poços mais afastados.



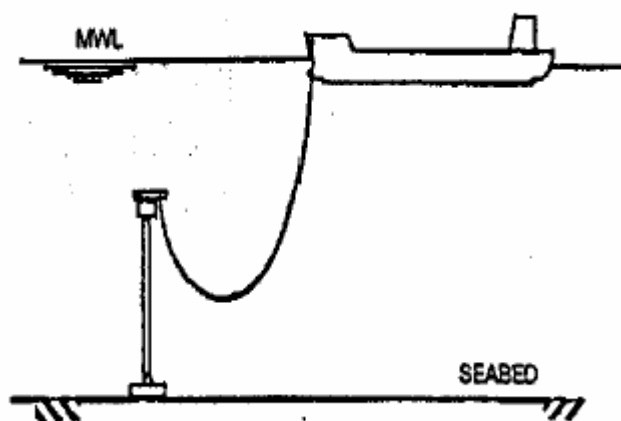
- **Risers rígidos** são compostos por uma série de tubos de aço acoplados uns aos outros. Podem ser utilizados em atividades de perfuração, e também em produção, em plataformas fixas ou baseadas em TLP's, que apresentam deslocamentos relativamente menores do que os que ocorrem em plataformas semi-submersíveis ou navios.

Geralmente assumem uma configuração aproximadamente vertical; recentemente, têm sido consideradas configurações em catenária.



- **Sistemas mistos** compostos por uma combinação de riser rígido e flexível, também têm sido considerados em atividades de produção.





#### **4. Modelos para Análise Dinâmica Não Linear pelo Método dos Elementos Finitos**

Em risers e linhas de amarração, uma das dimensões (o comprimento) é muito maior do que as demais (que definem a seção transversal). Com isso, a descrição geométrica e elaboração de um modelo de elementos finitos não é tarefa difícil. Podem ser empregados elementos tridimensionais de treliça, pórtico, ou elementos de cabo baseados na formulação da catenária.

A seleção do elemento apropriado irá depender da capacidade de resistência à flexão da linha, geralmente muito menor do que a resistência aos esforços axiais. Em risers flexíveis e linhas de amarração, a rigidez à flexão pode usualmente ser desprezada, o que justifica o uso de elementos de treliça ou de cabo em catenária.

Em risers rígidos e tendões a rigidez à flexão deve ser considerada, o que leva ao emprego de elementos não-lineares de pórtico espacial, como os baseados na formulação co-rotacional. Alguns cuidados especiais devem ser tomados na utilização de elementos de pórtico nestes casos: ainda que não desprezível, a resistência à flexão pode ser uma ou mais ordens de grandeza menor do que a resistência axial. Isto pode acarretar problemas numéricos na montagem e solução do sistema de equações de equilíbrio, e exige considerações especiais na formulação do elemento, tais como a introdução de termos de rigidez artificial durante o processo iterativo de solução das equações não-lineares, ou, preferencialmente, a formulação de elementos “híbridos” onde uma das incógnitas básicas é o esforço axial.

Em estruturas de suporte, como torres e sistemas flutuantes, a descrição geométrica e elaboração de um modelo de elementos finitos é mais complexa. Para a discretização de torres, podemos distinguir duas categorias de modelos - os modelos completos, e os modelos simplificados de haste equivalente, elaborados com elementos de pórtico.

##### **a) Modelos Simplificados**

A motivação inicial para o uso de modelos simplificados de haste equivalente, residuiu nos elevados custos computacionais para uma análise dinâmica não linear que seriam necessários na análise de um sistema estrutural complexo. Procurava-se contornar a dificuldade na geração de um modelo detalhado de elementos finitos, obtendo um modelo equivalente com um número reduzido de graus de liberdade.

O processo de elaboração de tal modelo simplificado consiste em tomar trechos típicos da estrutura e substituir cada um por uma “barra equivalente” capaz de reproduzir a rigidez, as cargas e a massa do trecho original. As cargas ambientais de onda, vento e correnteza atuando no trecho original são reproduzidas ajustando os coeficientes da fórmula de Morison; valores de massa concentrada são fornecidos para os nós da barra equivalente, de modo a representar a massa distribuída no trecho original.

## **b) Modelos Completos**

Modelos simplificados assim obtidos podem se mostrar adequados para representar o comportamento global da estrutura, nas fases de concepção e análise preliminar. No entanto, não são apropriados para o projeto e dimensionamento, já que não possibilitam a verificação de componentes individuais da estrutura, exigindo alguma técnica aproximada de transferência de resultados para um modelo completo.

Com a evolução dos recursos computacionais hoje disponíveis, torna-se mais conveniente a utilização de modelos completos para a discretização de torres, onde, ao contrário do que ocorre em um modelo de haste equivalente, todos os componentes da estrutura são discretizados através de elementos de pórtico.

Para a discretização da estrutura de suporte de sistemas flutuantes (o casco de navios, TLP's e plataformas semi-submersíveis), modelos “simplificados” baseados em elementos de pórtico ainda são de utilização corrente, notadamente para a análise naval de movimentos, e em conjunto com os modelos acoplados (que serão comentados no próximo item). Modelos “completos” baseados em elementos de casca, placa ou sólido são mais adequados para a análise local de juntas de plataformas fixas e de torres, e do casco de sistemas flutuantes.

## **c) Modelos Acoplados**

Para a completa representação do comportamento de um sistema estrutural para exploração de petróleo no mar, não basta apenas considerar separadamente a estrutura de suporte e as linhas de ancoragem ou de produção. É necessário considerar a interação entre todos os componentes, como no caso de uma torre estaiada e suas linhas de amarração, uma TLP e seus tendões e risers rígidos, ou de uma plataforma semi-submersível e suas linhas de ancoragem e risers flexíveis.

Duas abordagens podem ser seguidas na definição da estratégia de análise para a consideração desta interação. A abordagem mais tradicional consiste em empregar um **modelo desacoplado**, que leva a uma simplificação para obter economia computacional. Neste modelo, a estrutura e as linhas são analisadas separadamente. Para uma torre estaiada, por exemplo, inicialmente efetua-se a análise das linhas; como resultado obtém-se curvas (deslocamento  $x$  força) no ponto de conexão com a plataforma. Estas curvas servirão então para definir molas não-lineares, que serão empregadas para representar as linhas na análise do modelo completo da estrutura. Para um sistema flutuante, é usual efetuar inicialmente uma análise naval de movimentos considerando o casco sob a ação do carregamento ambiental, e em seguida transferir os movimentos resultantes para a análise das linhas, impondo-os como movimentos prescritos no topo.

Por outro lado, em um **modelo acoplado**, a estrutura e as linhas de amarração são totalmente representadas e analisadas no mesmo modelo; com isso obtém-se maior rigor no resultado da análise dinâmica não-linear. Para a representação da estrutura de suporte pode ser empregado um modelo completo; um modelo simplificado de haste equivalente, ou mesmo um modelo com seis

graus de liberdade como os tradicionalmente empregados na análise naval de movimentos. Para a representação das linhas deve-se empregar um modelo completo de elementos finitos, incluindo todos os efeitos não-lineares pertinentes, de inércia e amortecimento. Deve-se adotar também uma formulação completa para a representação da interação linhas-solo marinho, incluindo contato variável e atrito.

## Conclusão

Atualmente é imprescindível contar com sistemas computacionais baseados em métodos de análise dinâmica e não-linear. A análise dinâmica não-linear exige recursos computacionais mais avançados; principalmente na análise de modelos completos e/ou acoplados com elevado número de graus de liberdade, e em simuladores para análise aleatória não-linear e confiabilidade estrutural, onde um módulo gerenciador dispara tantas análises dinâmicas não-lineares quantas forem necessárias para compor uma amostragem suficiente para efetuar o tratamento estatístico dos resultados.

A tendência atual é o desenvolvimento de ferramentas numéricas integradas para a análise dinâmica não-linear do sistema estrutura de suporte/linhas, considerando automaticamente o acoplamento em cada passo do processo de integração no tempo das equações não-lineares de equilíbrio. A minimização dos requisitos de tempo de processamento é fundamental, de modo a viabilizar a utilização de técnicas de simulação numérica em conjunto com modelos completos e/ou acoplados.

Pode-se contar com o recente desenvolvimento do hardware disponível, e tirar partido dos recursos de computação de alto desempenho, considerando modernas arquiteturas para processamento vetorial e paralelo. Investir esforços no desenvolvimento de novos algoritmos e estratégias de análise otimizados é de extrema importância, tais como os que estão atualmente sendo investigados pela equipe de docentes e pesquisadores do núcleo de Engenharia Offshore do Programa de Engenharia Civil da COPPE/UFRJ. O objetivo final é gerar sistemas computacionais modernos, atendendo aos seguintes requisitos:

**Eficiência computacional**, de modo a minimizar os custos computacionais associados aos algoritmos de análise dinâmica não-linear;

**Robustez e “user-friendliness”**, de modo a minimizar os custos de “mão de obra” do usuário, permitindo efetuar menos análises e gastar menos tempo para obter os resultados;

## Bibliografia

- [1] *TLP Seminar* – ASME-Division - Houston – 1992 - USA
- [2] Franciss, R. - *Vibrações Induzidas por Vórtices em Membros Esbeltos de Estruturas Offshore Flutuantes* - Tese D.Sc. - Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, 1999.
- [3] Sertã, O.B., Longo, C.E.V., Roveri, F.E., *Riser Systems for Deep and Ultra-Deepwaters*, OTC Conference, Houston, Texas, USA, 2001.
- [4] Sousa J.R.M. – *Análise Numérica de Risers Flexíveis*, Tese de M.Sc., Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, 1999.
- [5] Sousa J.R.M., *Análise numérica local de linhas flexíveis pelo método dos elementos finitos* – Monografia correspondente ao exame de qualificação de DsC – Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, 2000.
- [6] Sousa J.R.M., Ellwanger,G.B., Lima, E.C.P., Papaleo A., *Local Mechanical Behavior of Flexible Pipes Subjected to Installation Loads*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [7] API Specification 17J, *Specification for Unbonded Flexible Pipes*. American Petroleum Institute, 1<sup>st</sup> Edition, 1997.
- [8] API RP 1111, *Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines - Limit State Design*, American Petroleum Institute, 1999.
- [9] API RP 2A (WSD), *Planning, Designing and Construction of Fixed Offshore Platforms*, American Petroleum Institute, 2000.
- [10] API RP 2RD (WSD), *Design of Risers for Floating Production Systems (FPS's) and Tensioning Leg Platforms*, American Petroleum Institute,1998.
- [11] API RP 2T (WSD), *Planning, Designing and Construction Tension Leg Platforms*, American Petroleum Institute,1978.
- [12] ABS, *Guide for Building and Classing Subsea Pipeline Systems and Risers*, American Bureau of Shipping, 2001
- [13] DnV – OS-F101, *Submarine Pipelines Systems*, Det Norske Veritas, 2000.
- [14] DnV - RP-F101, *Corroded Pipelines*, Det Norske Veritas, 1999.
- [15] DnV – OS-F201, *Dynamic Risers*, Det Norske Veritas, 2001.
- [16] Gresnigt,M., Foeken,R.J., Chen S., *Collapse of UOE Manufactured Steel Pipes*, ISOPE Conference, Seattle, USA, 2000.
- [17] Dyau, J.Y., Kyriakides, S., *On the propagation pressure of long cylindrical shells under external pressure* , International Journal of Mechanics, Vol. 35, pp 675-713,1993.

- [18] Park T.D., Kyriakides S., *On the performance of integral buckle arrestors for offshore pipeliness*, International Journal of Mechanics, Vol. 39, pp 643-669,1997.
- [19] Kyriakides S., Park T.D., Netto T.A., *On the design of integral buckle arrestors for offshore pipelines*, Applied Ocean Research, Vol. 20, pp 95-104,1998.
- [20] Kyriakides S., *Invited lecture*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [21] *Proceedings of the Deep Offshore Technology Conference*, Vol.1 and 2, Stavanger, Norway, 1999.
- [22] Morais, M., Azevedo, F., Kvello, O., *Deepwater achievements and challenges on the Roncador Pipeline Installation Project*, OTC Conference Paper 13258, Houston,Texas, 2001.
- [23] Neto, E., Maurício, J., Waclawek, I., *Flexible Pipe for Ultra-Deepwater Applications: The Roncador Experience*, OTC Conference, Houston,Texas, 2001.
- [24] Timoshenko, S.P., *Strength of Materials*, Van Nostrand Company, Inc, 2<sup>nd</sup> Edition, 1941.
- [25] Berge, S. , Engseth, A., Fylling, I.; Larsen, C. M. , Leira, B. J., Nygaard, I. and Olufsen, A., *Handbook on Design and Operation of Flexible Pipes*, Research Program FPS 2000 / Flexible Risers and Pipes, Trondheim, Norway, 1992.
- [26] Casaprima, H.G., *High Frequency Dynamic Response of Marine Risers with Application to Flow-Induced Vibration*, PhD Thesis, MIT, USA, 2000.
- [27] Tuohy, J., Loper, C., Wang, D. – *Offloading Systems for Deepwater Developments, Unbonded Flexible Pipe Technology is a Viable Solution*, OTC Conference, Paper 13205, Houston, Texas, USA, 2001.
- [28] Mark, K.J., Norway, H., Chen, M.Z., Baxter, C. – *Collapse and Buckling Design Aspects of Titanium Alloy*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [29] Bastard, A.H. , Beil, M. – *Evaluation of buckle arrestors concepts for reeled pipe-in-pipe*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [30] Macedo, P.C.E., *Análise Dinâmica de Risers Rígidos no Domínio do Tempo Utilizando Técnicas de Simulação*, Tese M.Sc., Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, 1993.
- [31] Ribeiro, E.J.B., *Análise de Risers de Plataformas Marítimas Tipo Spar-Buoy Simulação*, Tese M.Sc., Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, 2000.
- [32] Chakrabarti S.K., *Nonlinear Methods in Offshore Engineering*, Elsevier, Amsterdam, 1990.
- [33] Mourelle M.M., *Dynamic Analysis of Structural Systems Made up of Slender Marine Lines*. D.Sc. Thesis, Department of Civil Engineering, COPPE/UFRJ, Brazil, 1993. (in Portuguese)

- [34] Kalman, M. ; Blair, T. ; Hill, M. ; Lewicki, P. ; Mungall, C. and Russel, B. , *Composite Armored Flexible Riser System for Oil Export Service*. OTC Conference , Houston, Texas, United States, paper no. 11010, 1999,.
- [35] Andueza, A., Stefen, S.F., Silve, R.M., *Ultra-Deepwater Steel Hybrid-Riser Concept for Offshore Brazil*, OTC Conference Houston, Texas, USA, 2001.
- [36] Arthur, T.T. and Meier, J.K., *Diana/Hoover Installation Overview*, OTC Conference Houston, Texas, USA, 2001.
- [37] Botker, S., Storhang, T., Salama, M.M., *Composite Theders and Risers in Deepwater Field Development: Step Change*, Technology OTC Conference Houston, Texas, USA, 2001.
- [38] Hanna, S.Y. , Salama, M.M., Hannus, H., *New Tendom Technologies improve TLP Competitiveness In Ultra-Deepwater*, OTC Conference Houston, Texas, USA, 2001.
- [39] Lima, E.C.P., Ellwanger, G.B., Sagrilo, L.V.S., Siqueira, M. Q., Machado dos Santos, C. M. P., Mendes de Souza, J. R., Jacob, B.P. - *CD e Apostila p/MBP* (Pós-Graduação Executiva em Petróleo) - Tecnologias de Exploração e Exploração de Petróleo – Março 1999 – PEC-COPPE-UFRJ
- [40] Offshore Magazine, August ,1998.
- [41] Phifer, E.H., Kopp, F., Swanson, R.C., Allen, D.W., Langner, C.G. – *Design and Installation of Auger Steel Catenary Risers*, OTC Conference Houston, Texas, USA, 1994.
- [42] Mekba, B.B. – *New Frontiers in the Desgin of Steel Catenary Risers for Floating Production Systems*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [43] Gresnigt, A.M., Focken, R.J. – *Local Buckling of UOE and Seamless Steel Pipes*, ISOPE Conference, Stawanger, Norway, 2001.
- [44] Srikantharajah, T., Rayupathy, P., Anrudran, G., Wilkins, R. – *Design and Installation Aspects in the Use of Hight Strenght Steels for Deep and Ultra-Deepwater Pipelines*, ISOPE Conference, Stawanger, Norway, 2001.
- [45] Berge, S., Holmas, T., Eide, O., I. – *Recent Developments in Qualification of Flexible Risers*, OMAE Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [46] Relatório Parcial do Projeto 600728 – RL – RT-MC 01/2003 – “Avaliação de Requisitos Para Especificação das Juntas de Topo dos SCRs da Unidade P-52”, Janeiro de 2003.
- [47] I-RL-3549.00-16500-960-GAH-002 - Technical Report - Genesis Oil & Gas Consultants Ltd. – “Gathering SCR Storm Analysis Report”, 2003.
- [48] American Petroleum Institute – API-2RD – “Design Of Risers For Floating Production Systems (FPSs) And Tension-Leg Platforms (TLPs)”, June 1998.

- [49] Technical Specification – Offshore Systems And Units – Metocean Data, May 1999.
- [50] I-RL-3010.64-1320-960-AKT-103 - AKER KVÆRNER TECHNOLOGY AS - RAOs Moored (tables), Storm draft – 2002.
- [51] ANFLEX. Manual de Entrada de Dados – Versão 5.12 – CENPES/PDEP/MC – Ago/2003.
- [52] I-MD-3549.00-16500-941-GAH-001 - Technical Report - Genesis Oil & Gas Consultants Ltd. – “Gathering SCR System Design Premise Report”, 2004 – (Rev. E).