



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

**ANÁLISE DE RISERS RÍGIDOS PARA EXPLOTAÇÃO OFFSHORE DE
PETRÓLEO E GÁS ATRAVÉS DE UNIDADES FLUTUANTES**

JOSÉ ANTONIO VARGAS BAZÁN

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

Aprovado por:

Prof. Gilberto Bruno Ellwanger
Prof. Adjunto, D.Sc., EP/UFRJ (Orientador)

Eng. Fernando Jorge Mendes de Sousa,
M.Sc.
Pesquisador, M.Sc., Fundação COPPETEC (Orientador)

Profª. Maria Cascão Ferreira de Almeida
Profª. Adjunta, D.Sc., EP/UFRJ

Janeiro/2010

Resumo da Dissertação apresentada ao DME/POLI/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Civil.

ANÁLISE DE *RISERS* RÍGIDOS PARA EXPLOTAÇÃO OFFSHORE DE
PETRÓLEO E GÁS ATRAVÉS DE UNIDADES FLUTUANTES

José Antonio Vargas Bazán

Janeiro/2010

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger
Fernando Jorge Mendes de Sousa

Curso: Engenharia Civil

Devido à importância da exploração *offshore* de petróleo e gás em águas profundas e ultraprofundas, torna-se necessária a investigação de novas opções como alternativas aos *risers* flexíveis. Uma destas alternativas são os *risers* metálicos de aço.

Neste trabalho, apresenta-se a metodologia seguida na análise de uma linha rígida de aço em catenária livre (SCR), incluindo os critérios de colapso, a definição das condições ambientais e os critérios de avaliação estrutural do *riser* nas análises de tensões máximas e de fadiga. Compara-se o desempenho da linha rígida em duas plataformas com características das plataformas instaladas na Bacia de Campos. Também apresentam-se as vantagens da utilização de um segmento do SCR com revestimento do tipo LWC (*Light Weight Coating*) na vida à fadiga na região do TDP.

*Aos meus pais
Silvia (in memoriam) e Felipe.*

Agradecimentos

Ao Professor Gilberto Bruno Ellwanger, mestre, orientador e chefe, pela atenção, orientação acadêmica, as aulas ministradas e a oportunidade de estagiar no Laceo.

A Fernando Jorge Mendes de Sousa, pela orientação, e o cuidado e paciência dados na absolvição de todas as minhas dúvidas durante a elaboração deste Projeto Final.

Aos professores Luis Volnei Sudati Sagrilo, Marcos Queija de Siqueira e Edison Castro Prates de Lima, pela oportunidade de trabalhar no Laceo.

À minha família, dividida entre Brasil e Peru, pelo carinho, apoio e incentivo durante todos estes anos de vida e de faculdade. Em especial, ao meu pai Felipe, ao meu irmão David, a minha sobrinha Silvia e a minha cunhada Márcia. E, muito especialmente, ao meu irmão Felipe, sem quem não teria sido possível tornar-me um engenheiro civil.

A todo o pessoal do Laceo. Em especial, ao colega de baia, Ricardo Caldeira, o Telê Santana dos Elementos Finitos de viga, pórtico espacial e placas espessas.

A todos os membros do PET – Engenharia Civil. Em especial, ao tutor do grupo, o Prof. Otto Rotunno Correa Filho. E, sobre tudo, aos colegas do Núcleo Forte da Engenharia Civil, Flávio “Pastor” Mendonça, Patrick “Portuga” Sousa, Carlos “Paredes” Riobom, Júlio “Quintino” Pequeno, Walmir “Outsider” Costa e Julia “Julinha” Gimenes, pela amizade, os rodízios nas pizzarias da Faixa de Gaza e por terem feito, a cada passo, mais fácil a caminhada da vida de graduando.

Last but not least, ao São Paulo Futebol Clube, “dentre os grandes, o primeiro”, pelas vitórias e glórias, as que vieram e as que virão.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.....	10
I.1 Motivação	10
I.2 Objetivo.....	11
I.3 Organização do texto	11
CAPÍTULO II - CONCEITOS BÁSICOS	13
II.1 Introdução	13
II.2 Principais configurações para <i>risers</i>	13
II.3 Tipos de plataforma	18
II.3.1 Plataformas fixas.....	19
II.3.1.1 Plataformas fixas de aço ou jaquetas	19
II.3.1.2 Plataformas de gravidade de concreto	20
II.3.2 Plataformas auto-elevatórias	21
II.3.3 Plataformas flutuantes.....	21
II.3.3.1 Semi-submersíveis	22
II.3.3.2 Navios do tipo FPSO	24
II.3.3.3 Navios do tipo FSO	25
II.3.3.4 Plataformas com pernas tracionadas (TLP).....	25
II.3.3.5 Spar Buoy	27
II.3.3.6 Bóias	30
CAPÍTULO III - ANÁLISES GLOBAIS DE <i>RISERS</i> RÍGIDOS	31
III.1 Principais aspectos da análise global	31
III.2 Determinação da seção interna do <i>riser</i>	32
III.3 Critérios de colapso: determinação do diâmetro externo.....	33
III.3.1 Colapso hidrostático (item 5.4.1 da API RP2RD)	33
III.3.2 Colapso propagante (item 5.4.2 API RP2RD).....	34
III.3.3 Pressão interna – burst (API 1111).....	35
III.3.4 Outras considerações iniciais.....	36
III.4 Condições ambientais	37
III.5 Escolha da unidade flutuante	38
III.6 Metodologia acoplada / desacoplada	38

III.7	Análises de tensões máximas / fadiga.....	40
III.7.1	Análises de tensões máximas.....	40
III.7.1.1	Critérios para avaliação estrutural de risers metálicos	41
III.7.2	Análises de VIV	46
III.7.3	Análise de fadiga.....	48
III.7.3.1	Introdução e caracterização do processo de fadiga	48
III.7.3.2	Aspectos da análise de fadiga em estruturas offshore	51
III.7.3.3	Identificação dos ciclos de tensão	52
III.7.3.4	Curvas S-N	55
III.7.3.5	Cálculo do dano cumulativo – Regra de Palmgren-Miner	58
CAPÍTULO IV - EXEMPLOS DE SIMULAÇÃO		61
IV.1	Introdução	61
IV.2	Aspectos gerais das análises	61
IV.2.1	Propriedades dos risers e da stress joint.....	62
IV.2.2	Propriedades do solo	66
IV.2.3	Parâmetros de onda e corrente para análises de tensões máximas.....	66
IV.2.4	Casos analisados	70
IV.2.4.1	Tensões máximas	70
IV.2.4.2	Fadiga	70
IV.2.5	Configurações analisadas.....	71
IV.3	Resultados e comparações	73
IV.3.1	Tensões máximas	73
IV.3.1.1	Configuração 1	74
IV.3.1.2	Configuração 2	76
IV.3.1.3	Configuração 3	79
IV.3.1.4	Comentários	81
IV.3.2	Fadiga.....	82
IV.3.2.1	Configuração 1	83
IV.3.2.2	Configuração 2	83
IV.3.2.3	Configuração 3	84
IV.3.2.4	Comentários	84
CAPÍTULO V - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS		85
V.1	Conclusões	85
V.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	85

CAPÍTULO VI - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 87

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades do segmento de aço sem strakes.....	63
Tabela 2 – Propriedades do segmento de aço com strakes.	63
Tabela 3 – Propriedades do segmento reto da stress joint de titânio.	64
Tabela 4 – Propriedades do segmento cônico da stress joint de titânio.....	65
Tabela 5 – Propriedades do segmento de aço com LWC.	65
Tabela 6 – Percentuais e ondas centenárias adotadas para cada direção (SOUSA [3])..	69
Tabela 7 – Condições de carregamento – Análise de tensões máximas.	70
Tabela 8 – Fatores de utilização máximos – Configuração 1.	74
Tabela 9 – Fatores de utilização máximos – Configuração 2.	76
Tabela 10 – Fatores de utilização máximos – Configuração 3.	79
Tabela 11 – Vida à fadiga das configurações 1, 2 e 3.....	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I-1 – Riser flexível.....	10
Figura I-2 – Segmentos de riser rígido.	11
Figura II-1 – Riser com Configuração Vertical (PEREIRA[7]).	13
Figura II-2 – Riser com Configuração em Catenária (PEREIRA[7])......	14
Figura II-3 – Riser com Configuração Complexa- “Lazy S” (PEREIRA[7]).	14
Figura II-4 – Riser utilizando uma linha flexível e uma com armadura de tração (PEREIRA[7])......	15
Figura II-5 – Integrated Product Bundle (PEREIRA[7])......	15
Figura II-6 – Standing riser – jumpers em catenária (PEREIRA[7])......	16
Figura II-7 – Tension leg riser (PEREIRA[7]).	16
Figura II-8 – Buoyed Steel Catenary Riser (PEREIRA[7])......	17
Figura II-9 – Conceito de LWC para SCR (KARUNAKARAN [11])......	17
Figura II-10 – Plataforma fixa de aço (SANTOS [8]).	20
Figura II-11 – Plataforma fixa de concreto (ELLWANGER [9])......	20
Figura II-12 – Plataforma auto-elevatória (SANTOS [8])......	21
Figura II-13 – Vista geral de uma plataforma Semi-submersível (LACERDA [19]).....	23
Figura II-14 – Movimentos de uma plataforma semi-submersível (ELLWANGER [9])......	23
Figura II-15 – Vista de um sistema turret em um FPSO (ELLWANGER [9]).	25
Figura II-16 – Movimentos de uma plataforma TLP (ELLWANGER [9])......	26
Figura II-17 – Plataforma com pernas tracionadas - TLP (SANTOS [8])......	27
Figura II-18 – Spar Buoy (LACERDA [19])......	28
Figura II-19 – Plataforma Spar Buoy em operação e fases de instalação (ELLWANGER [9]).	29
Figura II-20 – Tipos de Spar Buoy (SANTOS [8]).	29
Figura II-21 – Mono-Bóia (SANTOS [8])......	30
Figura III-1 – Etapas do projeto de um riser (PEREIRA [7])......	32
Figura III-2 – Esquema de um buckle arrestor soldado entre dois segmentos do tubo (LEE [6])......	35
Figura III-3 – Cargas atuantes sobre estruturas offshore (PEREIRA [7])......	37
Figura III-4 – Gráfico de RAO – Amplitude x frequência (SOUSA [3])......	39

Figura III-5 – Tensões principais atuantes em uma seção de riser (SOUSA [3]).	42
Figura III-6 – Exemplo da variação da esteira de von Karman com o número de Reynolds (SANTOS [8]).	47
Figura III-7 – Exemplo em que se observa a variação da pressão e da posição de desprendimento de vórtices (SANTOS [8]).	48
Figura III-8 – Acidente da plataforma Alexander L. Kielland.	49
Figura III-9 – Exemplo de ciclos totalmente reversos: média zero e amplitude $2\sigma_0$.	50
Figura III-10 – Crescimento da taxa de variação do tamanho das trincas por número de ciclos.	51
Figura III-11 – Carregamento com amplitude constante (GEAQUINTO [14]).	53
Figura III-12 – Comparação de valores de R para vários carregamentos.	54
Figura III-13 – Esquema ilustrativo da utilização do método Rainflow (GEAQUINTO [14]).	55
Figura III-14 – Exemplo de curva S-N típica sem proteção catódica (DNV [15]).	57
Figura III-15 – Exemplo de curva S-N típica com proteção catódica (DNV [15]).	57
Figura III-16 – Histograma de tensões (LOUREIRO [22]).	59
Figura III-17 – Ilustração do cálculo do dano referente à regra de Miner (LOUREIRO [22]).	60
Figura IV-1 – Esquema de uma stress joint.	64
Figura IV-2 – Configuração 1 – SCR na Plataforma 1.	72
Figura IV-3 – Configuração 2 – SCR com LWC na Plataforma 1.	72
Figura IV-4 – Configuração 3 – SCR com LWC na Plataforma 2.	73
Figura IV-5 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).	74
Figura IV-6 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).	75
Figura IV-7 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).	75
Figura IV-8 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).	76
Figura IV-9 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).	77

Figura IV-10 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).....	77
Figura IV-11 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).....	78
Figura IV-12 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).	78
Figura IV-13 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).	79
Figura IV-14 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).....	80
Figura IV-15 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).....	80
Figura IV-16 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).	81
Figura IV-17 – Vida à fadiga – Configuração 1.	83
Figura IV-18 – Vida à fadiga – Configuração 2.	83
Figura IV-19 – Vida à fadiga – Configuração 3.	84

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

I.1 Motivação

Nos últimos anos, a indústria brasileira de petróleo e gás vem apresentando um rápido crescimento, além de perspectivas de ampliação muito positivas. A descoberta de novas reservas no campo de Tupi, na Bacia de Santos, com volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente (PETROBRAS [1]), reforça a importância da exploração do petróleo no mar e os desafios impostos pelas grandes profundidades.

Um dos obstáculos da produção em águas ultraprofundas são as atuais limitações tecnológicas das linhas flexíveis (Figura I-1). Embora a PETROBRAS utilize linhas flexíveis desde o início da exploração da Bacia de Campos, esta tecnologia atualmente revela-se inadequada para lâminas d'água superiores a 2000 m. Mesmo considerando o fato de que os diversos fabricantes existentes têm trabalhado para qualificar linhas flexíveis para lâminas d'água maiores, a pesquisa em paralelo de novas concepções estruturais, novas metodologias de análise e critérios de avaliação ou, ainda, de novos materiais (SOUSA [3]), torna-se bastante atraente. Em relação às novas concepções estruturais, uma das principais alternativas é o *riser* rígido de aço (DANTAS [4]). Todos os casos analisados neste trabalho são de *risers* rígidos (Figura I-2).



Figura I-1 – Riser flexível.



Figura I-2 – Segmentos de riser rígido.

I.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo exemplificar a metodologia de análise global de *risers* rígidos em configuração de catenária livre (*steel catenary riser* – SCR). Para as análises, tanto as de tensões máximas como de fadiga, foi utilizado o programa de análise estrutural ANFLEX [18]. Os casos de carregamento foram definidos a partir da metodologia de harmônico equivalente disponível no ANFLEX, e as análises foram feitas no domínio do tempo.

I.3 Organização do texto

No Capítulo II, dão-se os conceitos básicos relacionados às linhas rígidas, às configurações possíveis e aos tipos de plataforma disponíveis. Incluem-se as definições correspondentes à configuração de *Light Weight Coating* (LWC), um dos casos analisados neste trabalho.

O Capítulo III apresenta a descrição das análises necessárias no projeto de um *riser* metálico, que incluem as análises de tensões máximas, de vibrações induzidas por vórtices e de fadiga. As análises de tensões máximas são usualmente compostas por combinações de ondas e correntes anuais, decenárias e centenárias. Por outra parte, o fenômeno de fadiga é um dos mais importantes critérios de dimensionamento das estruturas dos *risers* rígidos.

No Capítulo IV são descritas as condições ambientais e os casos de carregamento para as análises de tensões máximas e de fadiga consideradas no

trabalho. São apresentados três exemplos para um *riser* de 18'' instalado em uma lâmina de água de 1800 m, em duas plataformas semi-submersíveis típicas da Bacia de Campos. As condições para as análises são aproximadamente as mesmas que as da Bacia de Campos.

No Capítulo V, apresentam-se as principais conclusões deste trabalho, além de sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II - CONCEITOS BÁSICOS

II.1 Introdução

Para viabilizar e otimizar a exploração de petróleo e gás na indústria *offshore* são necessárias estruturas e configurações apropriadas. A escolha do tipo de plataforma e do tipo e configuração do *riser* é feita de acordo com as condições do caso analisado, além da consideração da oferta existente.

Neste capítulo são apresentadas as principais configurações para *risers* e os principais tipos de plataformas existentes. Inclui-se a descrição da configuração em catenária livre com revestimento do tipo *Light Weight Coating*, que é um dos casos analisados neste trabalho.

II.2 Principais configurações para *risers*

Segundo ELLWANGER [9] e PEREIRA [7], algumas das principais configurações adotadas para *risers* são:

Vertical – É aplicada uma força de tração no topo com a finalidade de manter o *riser* sempre tracionado, evitando a sua flambagem (Figura II-1).

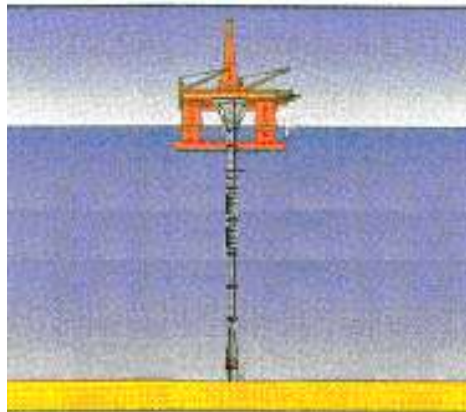


Figura II-1 – Riser com Configuração Vertical (PEREIRA[7]).

Catenária – Na maioria dos casos não é aplicada força de tração no topo. As extremidades (topo e fundo) não estão no mesmo alinhamento vertical e a relação EI/D (rigidez flexional / lâmina d'água) é pequena (Figura II-2).

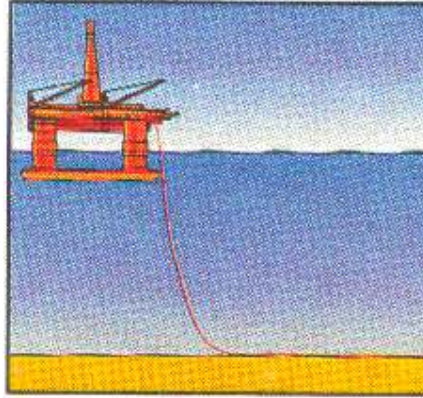


Figura II-2 – Riser com Configuração em Catenária (PEREIRA[7]).

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 (Figura II-3).

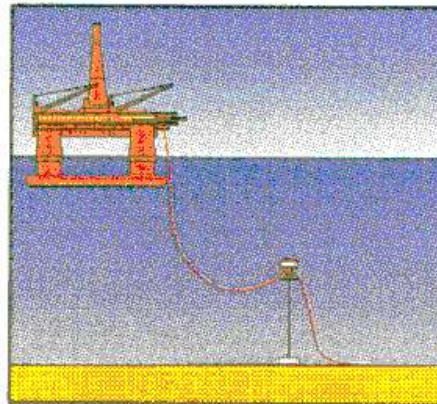


Figura II-3 – Riser com Configuração Complexa- “Lazy S” (PEREIRA[7]).

Híbrida – Utilizada em *risers* flexíveis, a linha divide-se em dois tramos: o superior, onde se utiliza uma linha flexível com alta resistência à tração, e o segundo tramo, onde se utiliza uma linha flexível convencional com alta resistência à pressão (Figura II-4).

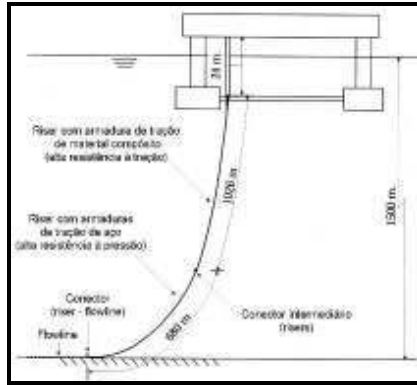


Figura II-4 – Riser utilizando uma linha flexível e uma com armadura de tração (PEREIRA[7]).

Estruturas integradas – Utilizadas em *risers* flexíveis, associa-se ao núcleo (linha flexível) algum outro equipamento, como camadas de umbilicais (*Integrated Service Umbilical*) ou camadas isolantes e mangueiras com água quente (*Integrated Product Bundle*) (Figura II-5).



Figura II-5 – *Integrated Product Bundle* (PEREIRA[7]).

Standing riser – Nesta configuração, o objetivo é reduzir drasticamente a influência dos movimentos do corpo flutuante no topo do *riser*, diminuindo o dano por fadiga e outros efeitos indesejáveis (Figura II-6).

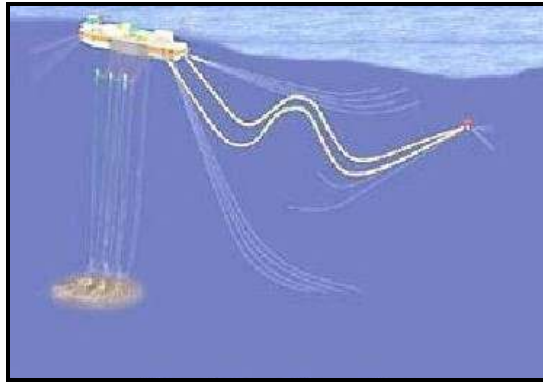


Figura II-6 – *Standing riser – jumpers em catenária* (PEREIRA[7]).

Tension leg riser – Esta configuração também procura minimizar os movimentos no topo do *riser*, utilizando dois sistemas: FSO e uma grande bóia na forma de H, interligadas através de *jumpers*. A bóia é atirantada no fundo do mar por meio de tendões. Na bóia, chega um conjunto de *risers* em forma de catenária (Figura II-7).

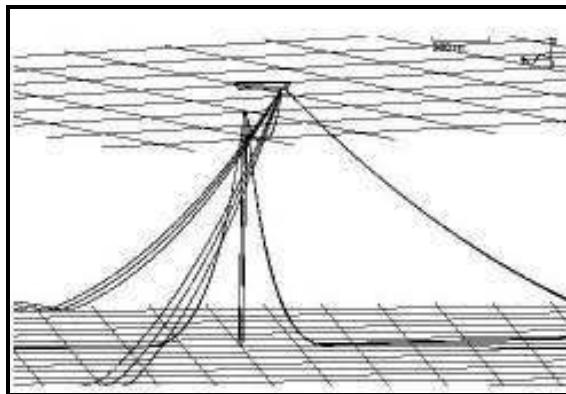


Figura II-7 – *Tension leg riser* (PEREIRA[7]).

Buoyed steel catenary riser – Neste sistema, diferente do *lazy wave*, instalam-se os flutuadores mais próximos à superfície. O *riser* é conectado diretamente a uma plataforma flutuante de pernas tensionadas (Figura II-8).

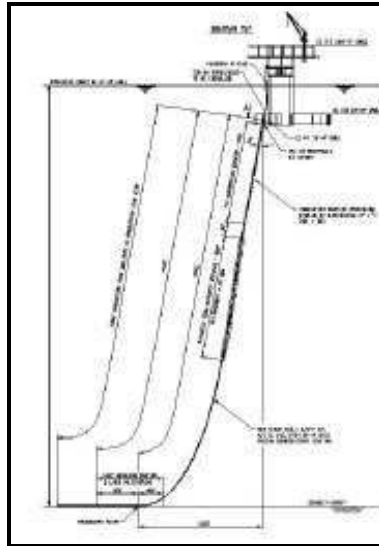


Figura II-8 – Buoyed Steel Catenary Riser (PEREIRA[7]).

Catenária livre com revestimento *Light Weight Coating* (LWC) – O desempenho dos SCR's em ambientes agressivos tem sido um grande desafio, especialmente devido aos grandes movimentos da plataforma flutuante (particularmente, das plataformas semi-submersíveis). Os pontos críticos da linha são o ponto de conexão no topo da linha e o TDP (*Touch Down Point*), devido a problemas relacionados à fadiga oriunda dos movimentos da unidade flutuante e à interação *riser-solo*. Estes problemas podem ser minimizados introduzindo uma linha com peso variável, com segmentos mais leves no TDZ (*Touch Down Zone*). Este conceito é esquematicamente mostrado na Figura II-9.

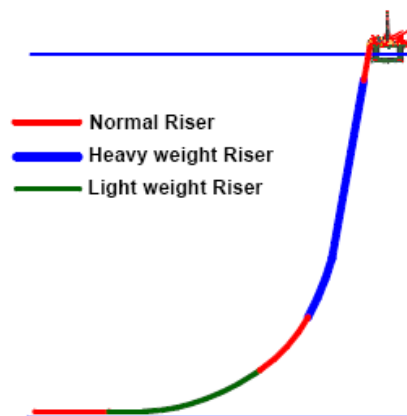


Figura II-9 – Conceito de LWC para SCR (KARUNAKARAN [11]).

Esta variação no peso do *riser* é conseguida aplicando-se materiais de revestimento com densidades diferentes nas camadas que cobrem a linha. As vantagens desta configuração, a disponibilidade dos materiais e a influência no desempenho na fadiga são discutidas em KARUNAKARAN ([11]).

Neste trabalho, compara-se a vida à fadiga e os fatores de utilização das condições extremas de uma linha com LWC e outra sem, ambas funcionando em uma mesma plataforma semi-submersível e nas mesmas condições ambientais.

II.3 Tipos de plataforma

Ao longo da história da indústria de exploração de petróleo e gás, sempre se buscaram soluções para viabilizar a produção. Assim, surgiram diferentes concepções de plataformas, que podem se dividir em gerações. A primeira e a segunda gerações de plataformas foram constituídas por plataformas fixas. Os sistemas de produção flutuantes podem ser considerados a terceira geração das plataformas, as quais representam uma mudança de filosofia na exploração de petróleo em relação às antecessoras (ELLWANGER [9]).

As plataformas podem ser classificadas de diversas maneiras. De acordo com o tipo de fixação no solo, podem-se citar os seguintes tipos:

- Plataformas apoiadas no fundo do mar – dentro desta classificação estão as plataformas fixas, como as jaquetas e as plataformas de gravidade, e as autoelevatórias, como as *Jack ups*.
- Plataformas flutuantes – semi-submersíveis, navios, plataformas de pernas tracionadas (TLPs), *Spar Buoys* e bóias.
- Plataformas mistas – torres complacentes.

Por plataforma flutuante entende-se uma estrutura complacente que é posicionada através de um sistema de ancoragem. As estruturas complacentes caracterizam-se por apresentarem deslocamentos sob a ação das cargas ambientais.

As plataformas flutuantes podem ser de dois tipos básicos: de perfuração e de produção. As plataformas de perfuração têm como finalidade perfurar os poços exploratórios e os poços produtores definidos segundo as prioridades estabelecidas

para o campo em questão. As plataformas de produção são posicionadas nos campos já descobertos e têm como finalidade abrigar os equipamentos para extração de petróleo e separação do gás e da água que são produzidos junto com o petróleo (SANTOS [8]).

Outra forma de classificar as plataformas se refere ao tipo de árvore de natal utilizado. Árvores de natal são os conjuntos de válvulas responsáveis pelo controle da cabeça do poço de petróleo (ELLWANGER [9]), e as classificações possíveis são:

- Com árvore de natal molhada (semi-submersível, FPSO).
- Com árvore de natal seca (plataformas fixas em aço, TLP, *Spar Buoy*, etc.).

A seguir, serão apresentados alguns dos tipos de plataformas citados anteriormente.

II.3.1 Plataformas fixas

Foram as primeiras unidades utilizadas na produção de óleo. No mundo, são muito utilizadas, chegando até lâminas d'água em torno de 400 m. Geralmente as plataformas fixas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. As plataformas fixas são projetadas para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços. Este tipo de plataforma utiliza, basicamente, árvore de natal seca (PEREIRA [7]).

Os principais tipos de plataforma fixa são:

II.3.1.1 Plataformas fixas de aço ou jaquetas

Consiste na estrutura de suporte de uma plataforma fixa que vai desde a fundação até pouco acima do nível do mar, sobre a qual é instalado o convés e/ou módulos. A Figura II-10 mostra uma jaqueta.

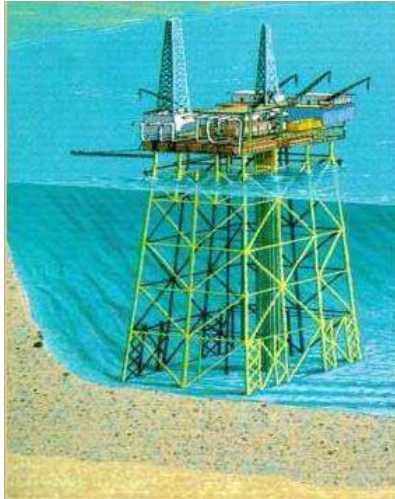


Figura II-10 – Plataforma fixa de aço (SANTOS [8]).

II.3.1.2 Plataformas de gravidade de concreto

São principalmente utilizadas no Mar do Norte e têm a mesma limitação de LDA que as jaquetas. Na Figura II-11, tem-se uma vista em perspectiva de uma plataforma de concreto instalada no Mar do Norte.



Figura II-11 – Plataforma fixa de concreto (ELLWANGER [9]).

II.3.2 Plataformas auto-elevatórias

As plataformas auto-elevatórias (*Jack up*) são unidades móveis que, geralmente, vão navegando até a locação e, ao chegar, abaixam suas pernas e apóiam-se no fundo do mar. Usualmente são utilizadas para perfuração em lâminas d'água rasas (profundidade até 120 metros). Na Figura II-12, tem-se um exemplo de plataforma auto-elevatória.



Figura II-12 – Plataforma auto-elevatória (SANTOS [8]).

II.3.3 Plataformas flutuantes

Por plataforma flutuante entende-se uma estrutura complacente que é posicionada através de um sistema de ancoragem. As plataformas flutuantes mais utilizadas no Brasil atualmente são as semi-submersíveis e os navios tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

II.3.3.1 Semi-submersíveis

São estruturas flutuantes largamente empregadas para produção, completção e perfuração *offshore*. Consistem de 2 flutuadores compartimentados em tanques com a finalidade de oferecer lastro e flutuação à plataforma; estes flutuadores são denominados *pontoons*. Sobre estes flutuadores (*pontoons*) se apóiam as colunas, também chamadas de pernas, que sustentam os conveses (Figura II-13). A profundidade dos *pontoons* pode ser alterada através do bombeio de água para os tanques de lastro (variação de calado).

Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos ao poço. Por isso, é necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície. Há duas opções de sistemas responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído de 8 a 12 âncoras e cabos e/ou correntes, atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante quando é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes.

No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores acústicos determinam a deriva, e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

As plataformas semi-submersíveis podem ou não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade, sendo as preferidas para a perfuração de poços exploratórios (PETROBRAS [10]).

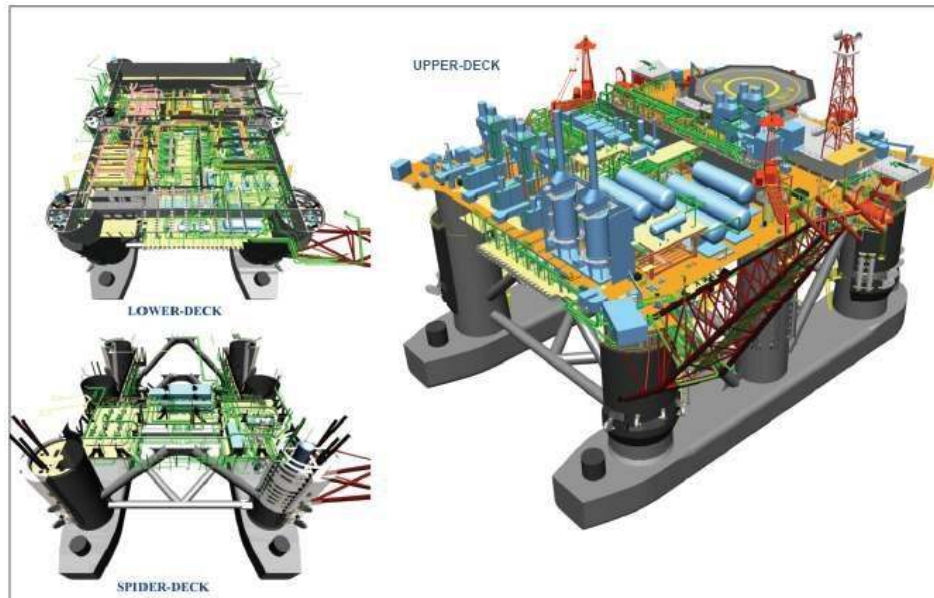


Figura II-13 – Vista geral de uma plataforma Semi-submersível (LACERDA [19]).

Na Figura II-14, estão ilustrados os seis movimentos de corpo rígido de uma plataforma Semi-submersível. Os movimentos de *surge*, *sway* e *heave*, são, respectivamente, os deslocamentos nas direções x , y e z locais da plataforma, enquanto que *roll*, *pitch* e *yaw* são as rotações em torno dos eixos locais x , y e z , respectivamente.

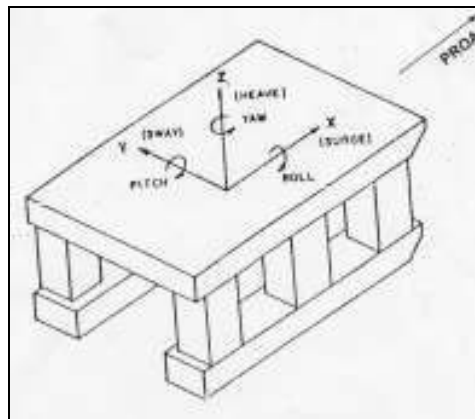


Figura II-14 – Movimentos de uma plataforma semi-submersível (ELLWANGER [9]).

II.3.3.2 Navios do tipo FPSO

Com a descoberta de petróleo em lâminas d'água cada vez mais profundas, a tecnologia para exploração desse óleo tende a se aproximar cada vez mais da indústria naval. Além das necessidades de se ter uma unidade de produção localizada em águas profundas, existe o desafio de como escoar a produção, considerando as distâncias da costa e a profundidade do mar.

Para atender a estes desafios, surgiu a alternativa dos FPSO's (*Floating Production Storage and Offloading*). Os FPSOs são navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural. No convés do navio, é instalada uma planta de processo para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois de separado da água e do gás, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador de tempos em tempos.

O navio aliviador é um petroleiro que atraca na popa do FPSO para receber o petróleo que foi armazenado em seus tanques e transportá-lo para terra. O gás comprimido é enviado para terra através de gasodutos e/ou re-injetado no reservatório. Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo atualmente em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por dia (PETROBRAS [10]).

Para estruturas *offshore* estacionárias como navios, os movimentos horizontais são de grande importância. Obviamente, o sistema de ancoragem deve equilibrar as forças médias horizontais devidas à corrente, à onda e ao vento para evitar que a estrutura fique à deriva. Como as variações das forças restauradoras da componente horizontal do sistema de ancoragem são de menor proporção que os grandes deslocamentos da estrutura tem-se, em consequência, que o sistema massa-mola exhibe grandes períodos naturais, tipicamente entre 50 e 500 segundos. Nessas frequências, o amortecimento é unicamente provocado pelo efeito viscoso da interação fluido-estrutura, o qual é extremamente pequeno. Isto implica que pequenas excitações, tais como aquelas provocadas pela rajada do vento e pelas forças de onda de segunda ordem, possam resultar em movimentos de grandes amplitudes acarretando o surgimento de cargas significativas nas linhas de ancoragem. Para evitar estes efeitos, pode utilizar-se o *turret* (Figura II-15), que é constituído de rolamentos que permitem

ao navio girar e ficar alinhado com as condições ambientais extremas (*weathervane*), ou seja, o navio tende a receber sempre mar de proa.



Figura II-15 – Vista de um sistema turrete em um FPSO (ELLWANGER [9]).

II.3.3.3 Navios do tipo FSO

Os FSO (*Floating, Storage and Offloading*) são usados para armazenar e em algumas situações para produção, quando se passa a denominá-los de FPSO. Em geral, são usados navios de grande porte, chamados de VLCC (*Very Large Crude Carrier*) ou VLOO (*Very Large Ore Oil*) (PEREIRA [7]).

II.3.3.4 Plataformas com pernas tracionadas (TLP)

A TLP é uma plataforma complacente, mantida numa posição na qual o empuxo é bem maior do que o peso, sendo a diferença absorvida por um conjunto de tendões tracionados com grande rigidez vertical. O casco da TLP é semelhante ao de uma semi-submersível e é constituído, basicamente, de seções tubulares retangulares horizontais (*pontoons*) e cilindros verticais enrijecidos (*columns*).

O conceito de TLP baseia-se no excesso de empuxo proveniente da parte submersa do casco, o qual mantém os tendões tracionados. Os tendões, que são o sistema de ancoragem da TLP, devem ser mantidos tracionados ao longo de todo seu comprimento, a fim de evitar-se a desconexão no fundo do mar. A rigidez no plano vertical dos tendões é tão alta que os períodos naturais de *Heave, Roll e Pitch*

apresentam valores entre 2 e 4 segundos. A força de restauração no plano horizontal para uma TLP é fornecida pela componente horizontal da força de tração nos tendões. Estas componentes são pequenas, de tal forma que os períodos naturais de *Surge*, *Sway* e *Yaw* são da ordem de 100 segundos, bem superiores aos dos estados de mar típicos. A Figura II-16 mostra uma TLP e os seis movimentos de corpo rígido a que ela está sujeita.

A ancoragem de uma TLP é realizada por tendões que podem ser internos às colunas onde são acoplados ao sistema de tensionamento, ou podem ser externos onde o tensionamento é realizado pela diminuição do lastro e por um tensionador instalado numa embarcação (ELLWANGER [9]). A Figura II-17 mostra uma plataforma de pernas tracionadas.

A TLP é uma evolução do conceito de semi-submersível, pois por restringir os movimentos verticais permite que a completação dos poços seja do tipo ‘seca’, o que facilita o controle e intervenções nos poços. Desta forma torna-se desnecessária a utilização de embarcações com posicionamento dinâmico para a intervenção nos poços, o que ocorre quando é utilizada a completação ‘molhada’. Esta é uma das principais vantagens das TLPs em relação a outros sistemas flutuantes utilizados atualmente. Em algumas TLPs utilizam-se poços com completação seca acoplados a *risers* verticais, simultaneamente com poços com completação molhada acoplados a *risers* em forma de catenária ou outra variante tipo *Lazy-wave*. Nestes casos pode-se utilizar *risers* flexíveis ou *risers* rígidos de aço (SCR).

Outra importante vantagem de uma TLP é o fato de tornar mais simples e limpo o arranjo de fundo, pois não são necessárias linhas de ancoragem em catenária similares às utilizadas em plataformas semi-submersíveis.

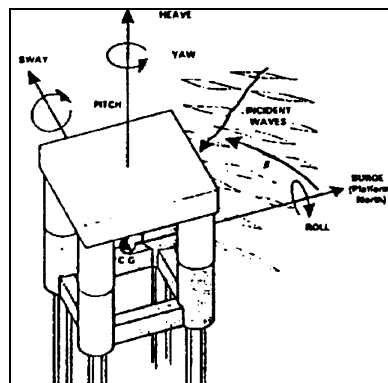


Figura II-16 – Movimentos de uma plataforma TLP (ELLWANGER [9]).

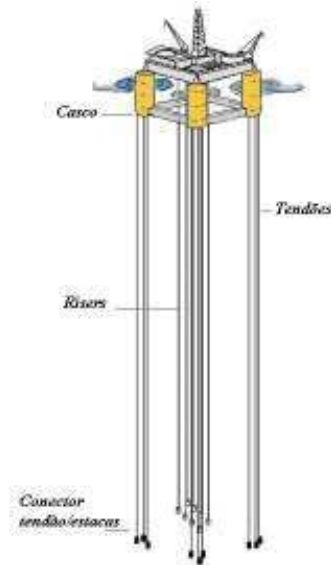


Figura II-17 – Plataforma com pernas tracionadas - TLP (SANTOS [8]).

II.3.3.5 Spar Buoy

O sistema *Spar* consiste de um único cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de *risers* rígidos e flexíveis de produção (Figura II-18).

É importante observar a utilização de supressores de vórtices em torno do cilindro com o objetivo de inibir vibrações induzidas pelo fenômeno de “vortex shedding” acarretado principalmente pelas correntes marinhas.

A alternativa utilizada nas últimas *Spar Buoy*s corresponde a *Truss Buoy*, a qual é constituída de uma treliça na parte inferior do cilindro.

*Spar Buoy*s são ancoradas de uma forma similar às plataformas semi-submersíveis de produção e aos FPSOs, isto é, linhas de ancoragem em forma de catenária constituídas por diversos trechos de materiais diferentes (amarras, cabos de aço ou poliéster). Os *risers* são verticais, similares aos da TLP, com exceção do sistema de tensionamento na parte superior. Neste caso, existem grandes câmaras de flutuação na parte superior do *riser* que conferem ao mesmo a tração necessária. Uma das grandes vantagens neste conceito é que a parte superior dos *risers* fica abrigada dentro do cilindro da *Spar*, protegendo os *risers* de ondas e correntes onde o efeito sobre os mesmos geralmente é maior.

A Figura II-19 mostra uma *Spar Buoy* durante as fases de transporte e operação, e Figura II-20 mostra diferentes tipos de *Spar*.

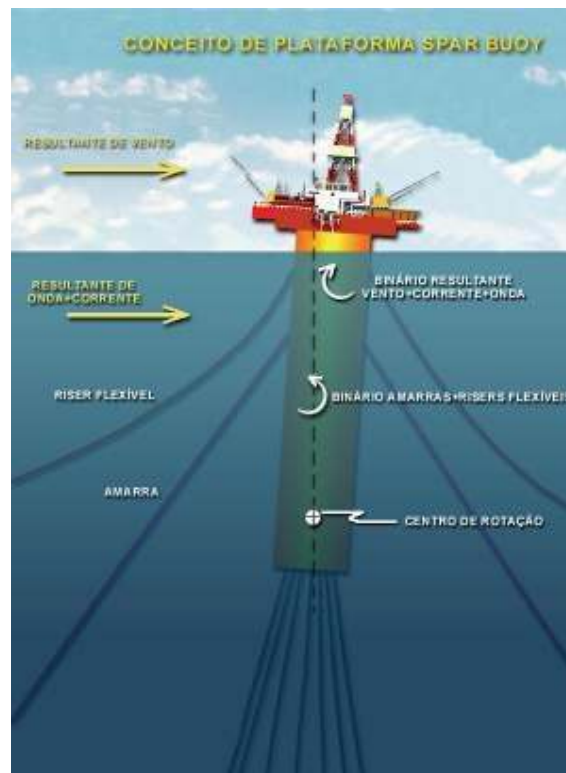


Figura II-18 – Spar Buoy (LACERDA [19]).

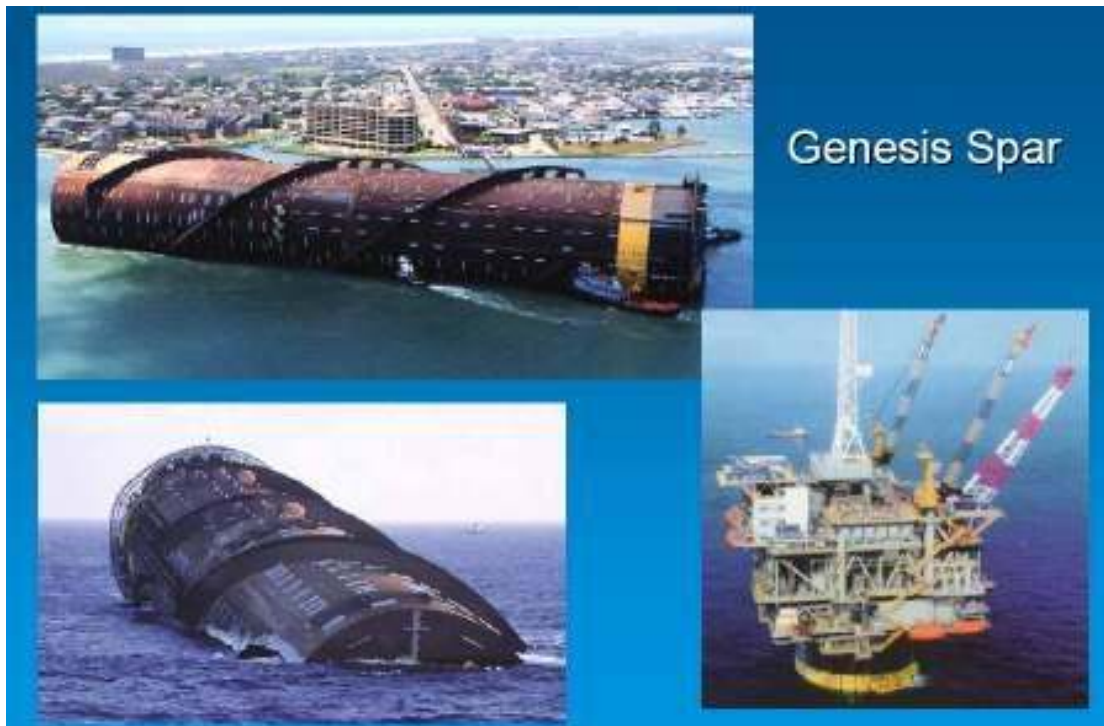


Figura II-19 – Plataforma Spar Buoy em operação e fases de instalação (ELLWANGER [9]).

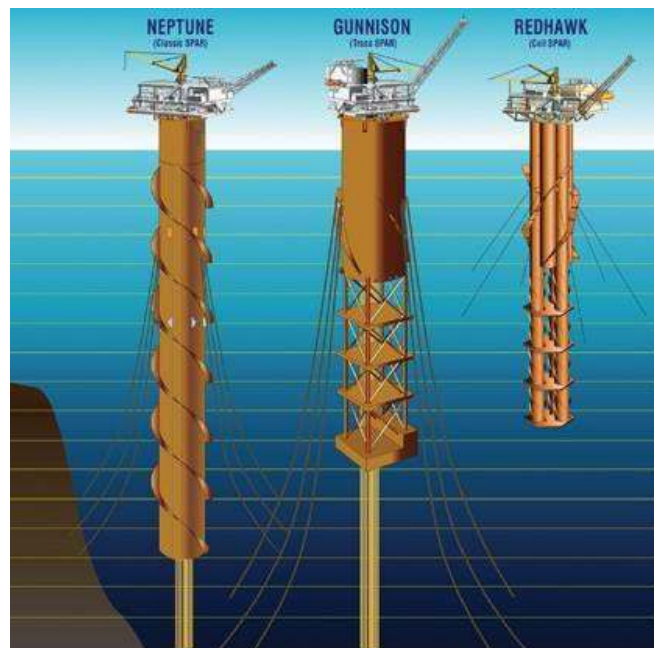


Figura II-20 – Tipos de Spar Buoy (SANTOS [8]).

II.3.3.6 Bóias

As bóias são usadas para produção, servindo para receber a tubulação que está extraindo petróleo do oceano e para carregar os navios com o produto. Na Figura II-21, tem-se um exemplo de bóia em operação.



Figura II-21 – Mono-Bóia (SANTOS [8]).

CAPÍTULO III - ANÁLISES GLOBAIS DE *RISERS* RÍGIDOS

III.1 Principais aspectos da análise global

O projeto das estruturas necessárias para a produção de óleo e gás *offshore* é uma tarefa complexa e de grande responsabilidade, em que se devem levar em conta aspectos técnicos e econômicos. Um projeto deficiente pode implicar na perda de investimentos enormes e de muitas vidas humanas, além de expor o meio ambiente a danos de grande impacto. Já um projeto com baixíssima probabilidade de falha pode tornar-se inviável sob o ponto de vista de custos. Assim, o desafio do projetista de estruturas *offshore* é criar estruturas que atendam aos padrões da indústria, mantendo a probabilidade de falha abaixo de um valor estipulado através das normas, e que sejam viáveis economicamente (SOUSA [3]).

Neste capítulo, será apresentada uma revisão dos principais aspectos do projeto de *risers* rígidos. Estes aspectos envolvem a utilização dos critérios de colapso, as análises de tensões máximas, análises de VIV e análises de fadiga, além da escolha de uma metodologia de análise. Na Figura III-1 indicam-se esquematicamente os passos a seguir na análise de uma linha (rígida ou flexível).

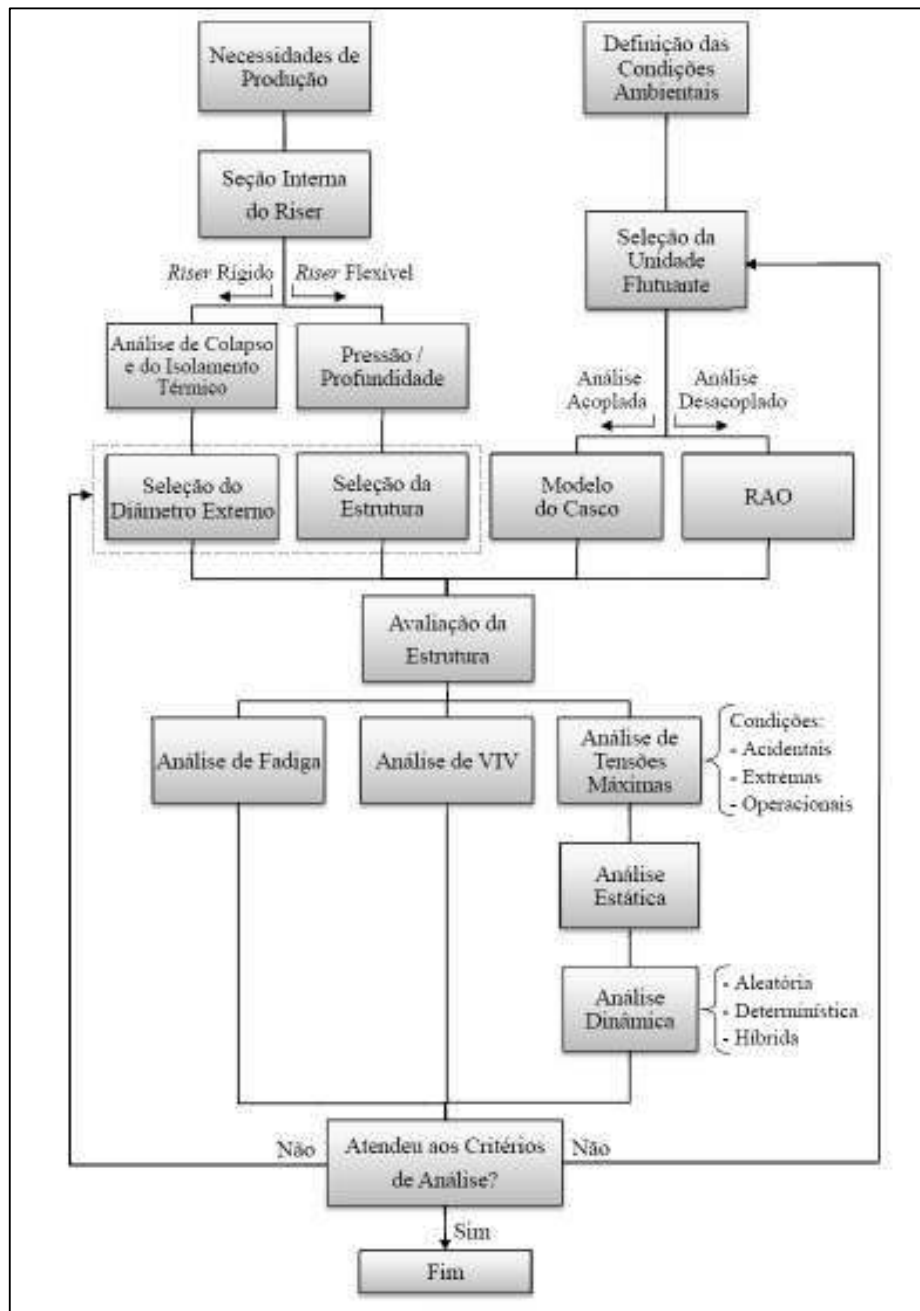


Figura III-1 – Etapas do projeto de um riser (PEREIRA [7]).

III.2 Determinação da seção interna do riser

A primeira definição no projeto de um riser é a necessidade de produção, i.e., a vazão necessária de transporte pelo riser, do poço para a plataforma ou no sentido contrário, assegurando a produção desejada. Com esta vazão, define-se o diâmetro

interno do *riser*, e passa-se à seleção de um tipo de estrutura para análise, optando, inicialmente, entre rígida e flexível.

III.3 Critérios de colapso: determinação do diâmetro externo

Focalizando em *risers* rígidos, em seguida, são feitas as análises de colapso. O objetivo principal destas verificações é a determinação das respectivas pressões críticas de colapso, determinando-se as espessuras apropriadas para o *riser* rígido (e, com isto, o diâmetro externo).

Os critérios de colapso definem uma espessura adequada para o *riser*, considerando o diâmetro externo, a lâmina d'água, as propriedades do material e a perda de espessura admissível devida à corrosão.

Levando em conta as recomendações das normas API RP2RD [5] e API 1111 [21], consideram-se, para definição da espessura do tubo, os critérios de colapso hidrostático, colapso propagante e de *burst*.

III.3.1 Colapso hidrostático (item 5.4.1 da API RP2RD)

Verifica-se para as pressões hidrostáticas oriundas da lâmina d'água para a qual trabalhará a linha. O tubo deve ser adequado para resistir às pressões externas experimentadas em qualquer instante durante a instalação ou operação. O efeito da coexistência de carregamentos como tração e flexão deve ser levado em conta na análise, como também os efeitos de variação nas propriedades do tubo, como ovalização, excentricidade, anisotropia e tensões residuais.

A pressão externa líquida admissível de cálculo, P_a , deve ser menor que a pressão de colapso esperada, P_c , vezes o fator de cálculo, D_f .

$$P_a \leq D_f \cdot P_c \quad (III.1)$$

onde:

$D_f = 0.75$ para linhas sem emendas ou soldadas com resistência elétrica (ERW).

$D_f = 0.60$ para linhas expandidas a frio (DSAW).

A pressão admissível de cálculo, P_a , é a pressão hidrostática da LDA. A pressão de colapso esperada, P_c , é calculada como indicado no item 6.6.2.1 de [5].

III.3.2 Colapso propagante (item 5.4.2 API RP2RD)

Mesmo atendendo ao requisito imposto pelo critério anterior, o colapso pode ser iniciado a pressões inferiores por meios acidentais. Pode ocorrer devido a vários problemas tanto durante a instalação quanto durante a operação. 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 moosa 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 externa e interna for maior que o valor crítico da pressão propagante, que é determinado por expressões baseadas em testes experimentais. Exemplos de tais meios são o impacto e a flexão excessiva devida à falha do tensionador. Uma vez iniciado, o colapso pode formar um mecanismo de falha propagante que viajará através do tubo.

As conseqüências deste colapso devem ser examinadas considerando a quantidade do tubo que pode vir a falhar e os meios disponíveis para reparar ou substituir o tubo. Elementos como os *buckle arrestors* podem ser incorporados no cálculo para limitar a extensão da falha propagante. Se os *buckle arrestors* são usados nas seções da linha sujeitas à fadiga, as concentrações de tensões devidas à presença destes dispositivos devem ser consideradas nas análises.

Caso não se utilizem os *buckle arrestors*, o colapso deve ser considerado usando a seguinte fórmula, onde P_d é a pressão diferencial de cálculo, P_p é a propagação diferencial prevista e D_p é o fator de cálculo:

$$P_d \leq D_p \cdot P_p \quad (III.2)$$

Integral buckle arrestors são anéis de paredes relativamente grossas periodicamente soldados numa linha *offshore*, em intervalos de várias centenas de metros para proteger a linha contra falhas propagantes. Estes dispositivos dão rigidez circunferencial adicional e isto impede a propagação do colapso, limitando o dano ao comprimento de linha que separa os dois anéis. Estes dispositivos são freqüentemente usados em águas profundas (LEE [6]). O anel tem o mesmo diâmetro interno, mas é mais grosso que o tubo, como se vê na Figura III-2.

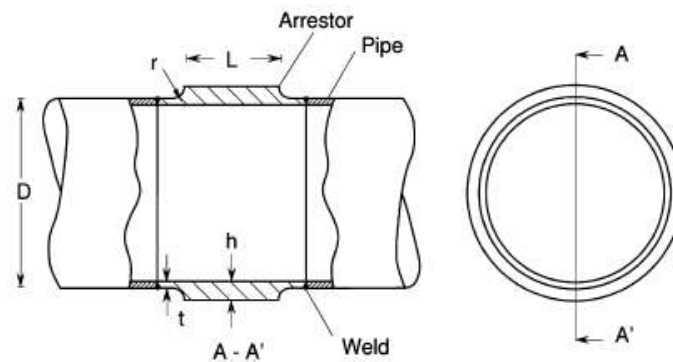


Figura III-2 – Esquema de um buckle arrestor soldado entre dois segmentos do tubo (LEE [6]).

III.3.3 Pressão interna – burst (API 1111)

Avalia a espessura mínima para que a estrutura não “exploda”. A pressão do teste hidrostático, pressão de cálculo da linha e a sobrepressão não devem exceder aquelas determinadas pelas fórmulas abaixo:

$$P_t \leq f_d \cdot f_e \cdot f_t \cdot P_b \quad (III.3)$$

$$P_d \leq 0.80 \cdot P_t \quad (III.4)$$

$$P_a \leq 0.90 \cdot P_t \quad (III.5)$$

onde

f_d = fator de cálculo da pressão interna, aplicável a todas as linhas,
 f_e = fator da solda de junta,
 f_t = fator de temperatura,
 P_a = sobrepressão acidental (pressão interna menos pressão externa),
 P_b = mínima pressão de *burst* da linha,
 P_d = pressão de cálculo da linha,
 P_t = pressão do teste hidrostático (pressão interna menos pressão externa).

A pressão mínima de *burst* (P_b) é determinada por uma das seguintes fórmulas:

$$P_b = 0.45 \cdot (S + U) \cdot \ln \frac{D}{D_i} \quad (III.6)$$

$$P_b = 0.90 \cdot (S + U) \cdot \ln \frac{t}{D - t} \quad (III.7)$$

onde

D = diâmetro externo do *riser*

$D_i = D - 2t$ = diâmetro interno de *riser*

S = tensão de escoamento mínima do *riser*

t = espessura nominal do *riser*

U = tensão de ruptura mínima

As duas fórmulas para o cálculo de P_b , acima citadas, são equivalentes para $D/t > 15$. Para menores valores de D/t , a primeira fórmula é recomendada.

III.3.4 Outras considerações iniciais

Outra análise que é feita principalmente para *risers* rígidos é o projeto de isolamento térmico. O isolamento térmico tem por objetivo evitar a formação de

parafinas, no caso de óleo, e de hidratos, no caso de gás, devido à perda de calor pelas paredes da camada metálica em decorrência da grande diferença de temperatura existente entre os hidrocarbonetos saídos do poço e a água do mar. Desta forma, o que se deseja é garantir o escoamento do fluido (PEREIRA [7]).

III.4 Condições ambientais

Definidas as dimensões iniciais do tubo, e antes de se passar à avaliação do *riser* propriamente, é preciso definir o conjunto de condições ambientais a ser utilizado nas análises. A seleção das condições ambientais deve considerar o tipo de análise a ser executada (tensões máximas ou fadiga). Os diversos dados ambientais podem ser obtidos através de levantamentos realizados nas locações de interesse, através de longas campanhas de medição, ou ainda através de distribuições simplificadas de parâmetros ambientais disponíveis na literatura (SOUSA [3]).

Os principais parâmetros necessários para o projeto de estruturas marítimas, tais como *risers* e linhas de ancoragem conectadas a unidades flutuantes, são as ondas, o vento e a corrente, conforme ilustrado na Figura III-3 (PEREIRA [7]).

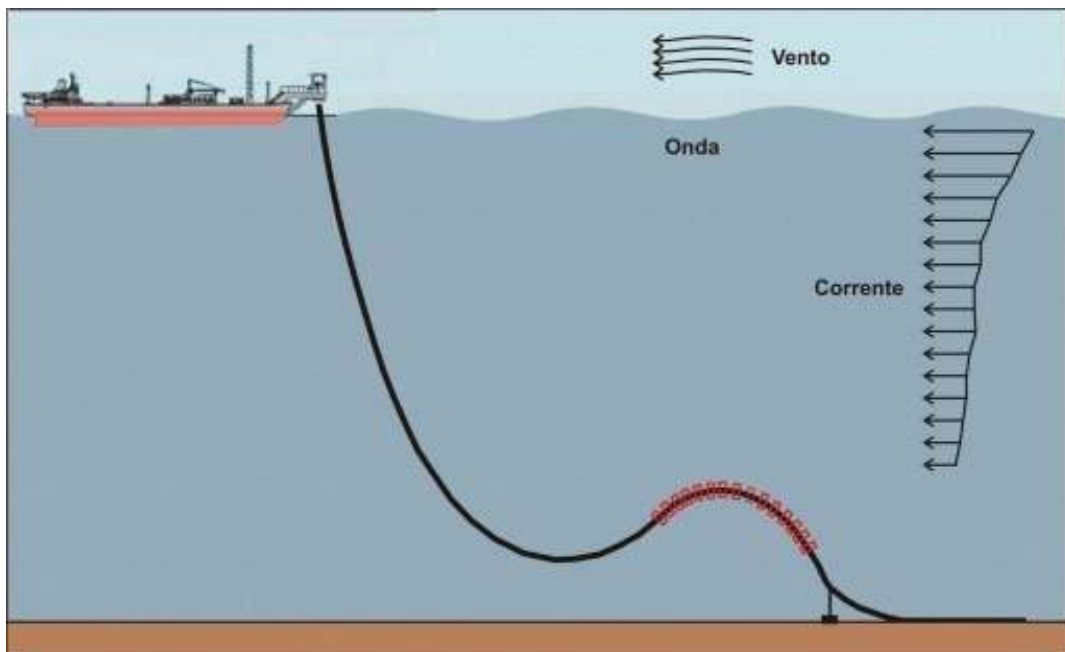


Figura III-3 – Cargas atuantes sobre estruturas offshore (PEREIRA [7]).

III.5 Escolha da unidade flutuante

Geralmente, a escolha da unidade flutuante é realizada em função de diversos aspectos, podendo-se destacar:

- Custo da unidade;
- Localização;
- Possibilidade de armazenamento de óleo;
- Tipo de completação;
- Capacidade da planta de processamento.

Deve-se observar que o projeto da unidade flutuante está intimamente ligado ao projeto dos *risers*, uma vez que são os movimentos gerados pela unidade flutuante que definirão se um dado conjunto de *risers* atende aos critérios de projeto. Assim, conforme mostrado na Figura III-1, caso estes critérios não sejam atendidos pode-se modificar o conjunto de *risers* ou a unidade de produção.

III.6 Metodologia acoplada / desacoplada

Outro aspecto importante na análise de um *riser* é a escolha do procedimento de análise a ser utilizado (acoplado ou desacoplado). O comportamento do conjunto unidade flutuante – *riser* – linhas de ancoragem é acoplado (cada um dos componentes tem influência nos demais), mas é muito difícil analisar todo o conjunto simultaneamente, em função do elevado número de graus de liberdade do sistema e das diferenças de rigidez dos componentes (custo computacional elevado). Uma alternativa é a análise desacoplada do sistema, onde o movimento da unidade flutuante é imposto ao topo do *riser* através de séries temporais de deslocamentos no ponto de conexão, que são sua principal fonte de excitação.

Neste procedimento desacoplado, podemos destacar duas etapas distintas. A primeira etapa consiste na análise de movimentos da unidade flutuante, na qual as linhas são consideradas e representadas de forma simplificada através, por exemplo, de elementos escalares (molas equivalentes). 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 e de segunda ordem, 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 na análise através de modelos de elementos finitos, aplicando-se no topo os movimentos da unidade flutuante determinados na primeira etapa (*offsets* e movimentos de baixa frequência), bem como o carregamento de onda e corrente atuando diretamente sobre o modelo estrutural do *riser*. Os movimentos dinâmicos de primeira ordem da embarcação são geralmente considerados através do RAO (*Response Amplitude Operator*) que pode ser determinado, por exemplo, pelo programa Wamit (DANTAS [4]). Na Figura III-4, tem-se o exemplo de um gráfico de RAO (movimento de *heave* para uma plataforma semi-submersível).

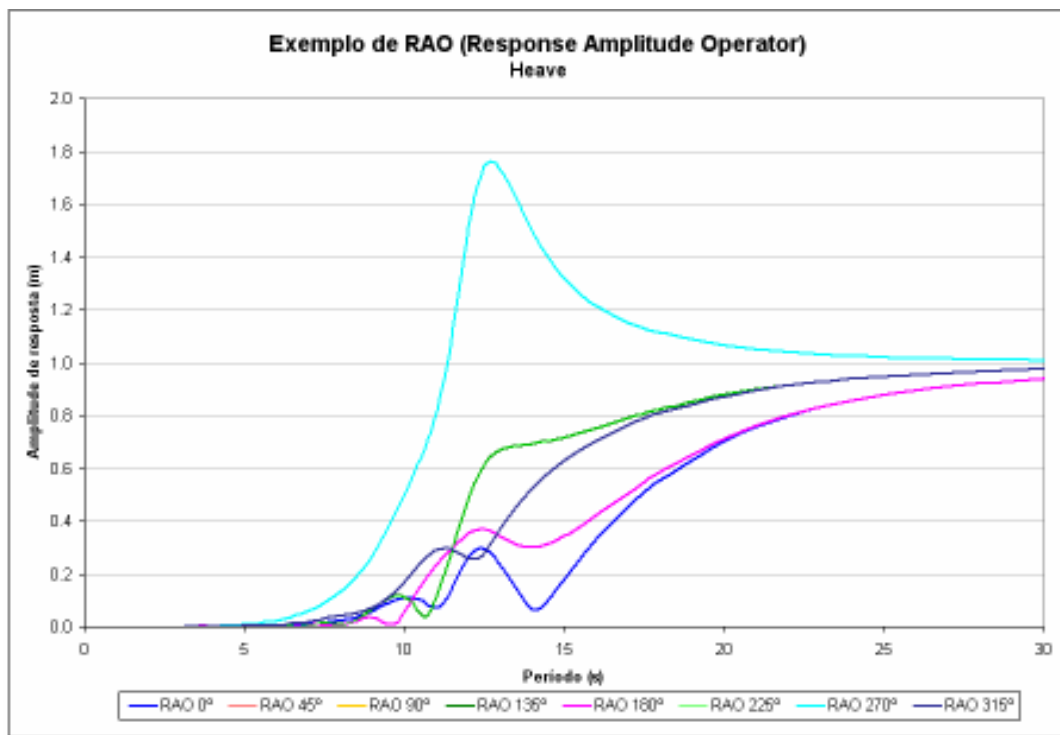


Figura III-4 – Gráfico de RAO – Amplitude x frequência (SOUSA [3]).

III.7 Análises de tensões máximas / fadiga

O passo final é a avaliação estrutural do *riser*, o que inclui tensões máximas e vida em fadiga (devida à onda e ao VIV). Nas análises de tensões máximas e de fadiga de onda, normalmente executadas no domínio do tempo, descreve-se o comportamento da estrutura utilizando o método dos elementos finitos, através da equação da dinâmica:

$$M \ddot{x}(t) + C(\dot{x})\dot{x}(t) + K(x)x(t) = F(t) \quad (III.8)$$

onde

M	matriz de massa da estrutura (parcela estrutural e adicionada);
C	matriz de amortecimento da estrutura (estrutural e hidrodinâmico);
K	matriz de rigidez da estrutura (incluindo hidrostática);
x(t)	vetor de deslocamentos da estrutura;
F(t)	vetor de cargas ambientais atuantes.

Para cada estado de mar, a solução da Equação (III.8) permite a obtenção de séries temporais de deslocamentos, velocidades e acelerações do *riser*, e estas séries podem, posteriormente, ser convertidas em séries temporais de qualquer parâmetro de resposta de interesse (SOUSA [3]). No caso de análises de tensões máximas, as tensões obtidas devem ser comparadas com um valor máximo admissível, enquanto nas análises de fadiga as séries temporais de tensões obtidas são pós-processadas através de um método de contagem de ciclos, de modo a se obter a vida estimada da estrutura.

III.7.1 Análises de tensões máximas

As análises de tensões máximas (para condições ambientais acidentais, extremas e operacionais), utilizando uma metodologia de análise desacoplada, são realizadas através de análises estáticas e dinâmicas. Nas análises estáticas dos *risers*

são aplicados os carregamentos que não variam no tempo, como peso próprio do *riser* e do fluido interno, empuxo, corrente e a parcela estática do movimento da unidade flutuante imposto no topo do *riser* (*offset* estático), para levantamento de valores médios de deslocamentos, raios de curvatura e esforços. Nas análises dinâmicas são obtidos os deslocamentos e esforços globais que atuam ao longo das seções do *riser* de formas não lineares, como os efeitos hidrodinâmicos e os movimentos impostos aos mesmos pela unidade flutuante, que são as principais fontes de excitação para os *risers*. Existem algumas metodologias para se realizar esta análise; dependendo do critério de projeto adotado, estas análises podem ser de caráter determinístico, aleatório ou híbrido, podendo ser feitas de formas independentes ou complementares, cada uma possuindo seus prós e contras. No primeiro caso, o comportamento do mar, para uma dada condição ambiental, é representado por uma única onda regular, 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 aleatória (mar irregular). Para a análise do *riser*, este comportamento é modelado por um movimento irregular do corpo flutuante composto de várias frequências. A terceira opção possui características de ambas. As análises dinâmicas são, ainda, realizadas no domínio do tempo, utilizando metodologias de simulação, exigindo, assim, mais recursos computacionais, ou no domínio da frequência, que são menos dispendiosas (DANTAS [4]), mas os efeitos não lineares são ignorados ou tratados de forma aproximada através de técnicas de linearização (PEREIRA [7]).

III.7.1.1 Critérios para avaliação estrutural de risers metálicos

Uma vez obtidas as séries temporais do parâmetro de interesse através de alguma metodologia adotada (onda de projeto ou tempestade de projeto, por exemplo), este parâmetro de resposta deve ser tal que possa ser comparado a um valor de resistência característico do material que compõe o mesmo. Desta forma, o critério de avaliação estrutural do *riser* normalmente obedece à seguinte formulação:

$$\frac{\text{Resposta}}{\text{Resistência}} \leq 1 \quad (III.9)$$

Conforme já mencionado, análises de *risers* em situações de projeto devem considerar as diversas cargas atuantes, dentre as quais destacam-se o peso próprio do *riser*, a pressão e o peso do fluido interno, o empuxo e a pressão gerados pelo fluido externo, os esforços gerados pela corrente e pela onda e os efeitos causados pelos movimentos do topo da unidade de produção. O modelo global também deve levar em conta a interação solo-estrutura nas regiões onde o *riser* toca o fundo marinho. Cada uma dessas grandezas apresenta um nível distinto de incerteza associado. Assim, cargas de peso próprio, pressão e empuxo caracterizam-se como variáveis com menor grau de incerteza do que cargas ambientais de corrente e onda e também do que cargas associadas aos movimentos da unidade de produção.

Independentemente do critério de avaliação utilizado, desprezando-se os efeitos de esforços cortantes, as tensões que atuam em uma seção qualquer de um *riser* metálico são, conforme mostrado na Figura III-5:

- σ_1 – tensão longitudinal (σ_1 na Figura III-5.)
- σ_h – *hoop stress* (σ_2 na Figura III-5.)
- σ_r – tensão radial (σ_3 na Figura III-5.)

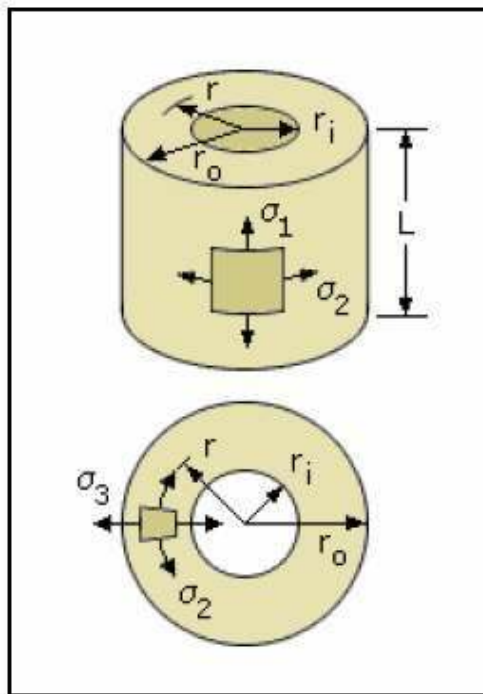


Figura III-5 – Tensões principais atuantes em uma seção de riser (SOUSA [3]).

Em função dos esforços atuantes no *riser* e considerando a formulação de tubos de paredes grossas, estas tensões são dadas pela Teoria da Elasticidade e podem ser encontradas em API RP-2RD ([5]):

$$\sigma_r = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} - (p_i - p_o) \frac{r_o^2 r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \cdot \frac{1}{r^2} \quad (III.10)$$

$$\sigma_h = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} + (p_i - p_o) \frac{r_o^2 r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \cdot \frac{1}{r^2} \quad (III.11)$$

$$\sigma_l = \frac{T}{A} \pm \frac{Mr}{I} + \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad (III.12)$$

onde

p_o	pressão externa;
p_i	pressão interna;
r_o	raio externo do <i>riser</i> ;
r_i	raio interno do <i>riser</i> ;
r	raio de um elemento qualquer;
A	área da seção;
T	tração atuante;
M	momento atuante na seção;
I	momento de inércia da seção.

A diferença entre os diversos métodos de avaliação estrutural de um *riser* está na definição de como estas três tensões serão combinadas para que se chegue a um número passível de ser utilizado em um critério de verificação. A seguir, serão apresentados três destes métodos.

III.7.1.1.1 Critério da máxima tensão combinada (Von Mises)

O critério sugerido pela API [5] utiliza a máxima tensão combinada de Von Mises dada por:

$$\sigma_{vM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_r - \sigma_h)^2 + (\sigma_r - \sigma_l)^2 + (\sigma_h - \sigma_l)^2} \quad (III.13)$$

Este valor deve ser comparado com a tensão admissível do material, dada pelo limite de escoamento corrigido por dois fatores de segurança:

$$\frac{\sigma_{vM}}{C_f C_a \sigma_{ys}} \leq 1 \quad (III.14)$$

onde:

o coeficiente C_a vale 2/3;

C_f é função do tipo de carregamento (extremo = 1.2, operacional = 1.0, acidental = 1.5 ou teste hidrostático = 1.35);

σ_{ys} é o limite de escoamento do material do *riser*.

A tensão de Von Mises deve ser calculada a partir da espessura mínima do *riser*, obtida a partir da espessura nominal da parede do tubo, e considerando as tolerâncias de fabricação e a sobre-espessura de corrosão (API [5]).

O problema associado à aplicação de um único fator de segurança à máxima tensão atuante no *riser* é que isso leva à obtenção de níveis de segurança variáveis em função do tipo e do nível dos carregamentos atuantes. Uma vez que fatores de segurança refletem a incerteza sobre o valor das cargas atuantes e da resistência do material, neste tipo de critério atribui-se o mesmo nível de desconhecimento aos diversos tipos de cargas, como o peso próprio do *riser*, cargas de pressão, corrente e onda, além de tolerâncias de fabricação e do material.

III.7.1.1.2 Critério DNV-LRFD (2001)

O critério LRFD (*Load and Resistance Factor Design*), conforme definido pela norma DNV-OS-F201 (2001), ao contrário do critério de tensões combinadas da API, não utiliza um único fator de segurança para determinar a viabilidade de um *riser*. Incertezas originárias de fontes distintas são consideradas de forma distinta, através do emprego de fatores de segurança parciais para cada tipo de carregamento. Combinando as relações carga / resistência de todos os carregamentos, é definido um fator de utilização da seção transversal, denominado DNL (SOUSA [3]). O critério de aceitação do *riser* passa a ser então:

$$\text{DNL}(S_P, \gamma_F \cdot S_F, \gamma_E \cdot S_E, \gamma_A \cdot S_A, \gamma_{SC}, \gamma_m, \gamma_c, t) \leq 1$$

(III.15)

onde

- S_P efeito das cargas de pressão;
- γ_F fator parcial de segurança associado a cargas funcionais;
- S_F efeito das cargas funcionais;
- γ_E fator parcial de segurança associado a cargas ambientais;
- S_E efeito das cargas ambientais;
- γ_A fator parcial de segurança associado a cargas acidentais
- S_A efeito das cargas acidentais;
- γ_{SC} fator parcial de segurança para considerar a classe de segurança da seção;
- γ_m fator parcial de segurança referente a incertezas de resistência do material e fabricação;
- γ_c fator de correção referente a condições especiais;
- t tempo.

O objetivo deste critério é manter a probabilidade de falha dentro de níveis aceitáveis para todos os modos de falha (ou estados limite) da estrutura. Os estados limite considerados são:

- Serviço (SLS): associado à operação normal do *riser*;
- Último (ULS): associado à máxima resistência;
- Fadiga (FLS): associado à máxima resistência;
- Acidental (ALS): associado a cargas acidentais ou danos locais.

Esta filosofia nova na consideração do critério a ser atendido por uma estrutura, introduzindo fatores de confiabilidade tanto nas ações como nas resistências, apresenta uma série de vantagens dadas pelos fatores parciais de segurança. Normas utilizadas no cálculo de estruturas de concreto armado ou aço já utilizam este critério.

III.7.1.1.3 Critério DNV WSD (2001)

A DNV sugere, como alternativa ao critério LRFD, um critério WSD (*Working Stress Design*) que considera todos os fatores de correção citados na descrição do critério LRFD como iguais a 1. Assim sendo, o fator de utilização da seção transversal do *riser* para o critério WSD (DNW) passa a ser definido por:

$$DNW(S, R, \eta, t) \leq 1 \quad (\text{III.16})$$

O coeficiente η é função da classe de segurança, variando de 0.75 (nível de segurança mais alto) a 0.83 (nível mais baixo). As equações para seções submetidas a pressão interna maior ou menor que a externa são diferentes, e encontram-se em SOUSA [3].

III.7.2 Análises de VIV

Também deve ser feita a análise de estruturas esbeltas sujeitas a vibrações induzidas por vórtices (VIV), pois a presença de uma estrutura esbelta imersa num meio fluido e submetida a um escoamento faz com que ocorram vibrações nessa estrutura. Este fenômeno pode ser explicado da seguinte forma: quando uma partícula fluida se choca contra o ponto anterior do cilindro, sua pressão atinge o valor da

pressão de estagnação. Ao contornar a superfície do cilindro, a partícula vai perdendo energia, devido ao atrito. Como o campo de pressões é incapaz de forçar a camada limite, esta se desprende da superfície do cilindro, aproximadamente na região de maior largura. Observa-se que, na parte interna da camada limite, a velocidade é mais lenta que na parte externa e o movimento se torna circular ao se separar do cilindro, originando os vórtices. Uma vez que a separação ocorre próxima da seção de maior largura do cilindro, origina-se a força dita de sustentação, que é perpendicular ao escoamento. Observa-se que a força de arrasto originada pelo desprendimento dos vórtices é longitudinal e quase-estática e a força de sustentação é transversal e oscilatória.

O fenômeno de vibrações induzidas por vórtices ocorre principalmente quando uma estrutura fica exposta a uma corrente que interage com a mesma provocando vibrações transversais e paralelas ao fluxo (interação hidro-elástica). Portanto, o fluido passa no entorno de um cilindro formando uma esteira periódica, resultado da separação do mesmo. Esta esteira se denomina esteira de *von Karman* e sua característica vai depender da relação entre a velocidade do fluxo, o diâmetro do cilindro e da viscosidade cinemática (Figura III-6). Esta relação recebe o nome de número de Reynolds e, à medida que o número de Reynolds aumenta, ocorre uma mudança na esteira de vórtices, conforme se pode verificar na Figura III-7. Observa-se que o desprendimento alternado dos vórtices resulta em uma força oscilatória. Esta força oscilatória, denominada força de sustentação, pode causar vibrações ao cilindro e induzir à fadiga do componente estrutural (SANTOS [8]).



Figura III-6 – Exemplo da variação da esteira de von Karman com o número de Reynolds (SANTOS [8]).

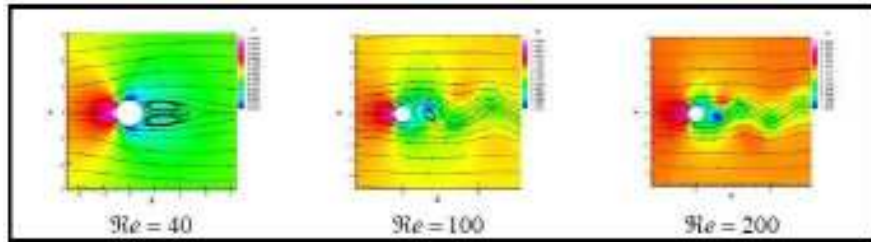


Figura III-7 – Exemplo em que se observa a variação da pressão e da posição de desprendimento de vórtices (SANTOS [8]).

III.7.3 Análise de fadiga

III.7.3.1 Introdução e caracterização do processo de fadiga

Segundo a ASTM (*American Society for Testing and Materials*), a fadiga é um processo de alteração estrutural permanente, progressivo e localizado, que ocorre em um material sujeito a carregamentos que produzem tensões ou deformações dinâmicas em um ou vários pontos, e que pode culminar em fendas ou em uma fratura completa, após um número suficiente de ciclos.

Ainda, segundo GEAQUINTO [14]:

Progressivo: indica que o processo de fadiga se verifica durante um determinado período de tempo ou uso;

Localizado: significa que o processo de fadiga se dá em pequenas áreas em vez de ser em toda a peça ou estrutura;

Trinca e fratura: significam que numa zona crítica do material uma trinca cresce até um ponto em que o material restante na seção transversal não é capaz de suportar as tensões aplicadas, dando-se a fratura súbita ou escoamento da seção restante.

O estudo do fenômeno da fadiga em estruturas de aço teve os trabalhos pioneiros desenvolvidos por August Wöhler (1850), além dos trabalhos de Gerber, Goodman, Soderberg, Coffin e Manson. Com o advento da mecânica da fratura,

houve uma contribuição na compreensão da fadiga. Estabeleceram-se novas filosofias de projeto, em que os elementos não são considerados meios contínuos, mas consideram-se os defeitos de soldagem, métodos de fabricação e as descontinuidades devidas à estrutura cristalina do metal.

As estruturas *offshore*, devido a estarem submetidas a diversas cargas cíclicas, estão sujeitas às falhas por fadiga. Ao longo do tempo, diversos acidentes contribuíram para a importância que a análise de fadiga tem no estudo de estruturas *offshore* (ALMAR-NAES [26]). Sabe-se que a fadiga é a causa de 80 a 90% de todas as falhas nas peças ou estruturas submetidas a esforços mecânicos e que trabalham à temperatura ambiente (GEAQUINTO [14]). A Figura III-8 mostra as rachaduras nos *braces* da plataforma Alexander L. Kielland, localizada no Mar do Norte, que sofreu um acidente devido à fadiga em 1980 (solda de baixa qualidade).



Figura III-8 – Acidente da plataforma Alexander L. Kielland.

ALMAR-NAES [26] define a fadiga como um processo de acúmulo de danos, ao longo do tempo, que uma estrutura sofre em função de variações nas cargas atuantes, sendo estas variações tanto de amplitude quanto de frequência. Importantes aspectos relativos ao processo de acúmulo de danos são:

- Normalmente, nenhuma das cargas individuais é suficiente para causar a falha imediata da estrutura. Ao invés disso, a falha ocorre após certo número de ciclos;
- A parte mais importante do carregamento não é seu valor médio, e sim sua variação pico a pico (carga máxima - carga mínima), conforme a Figura III-9 a seguir, em que a tensão média vale zero, e a variação de tensão, $2a$;

- A tensão média não pode, entretanto, ser desprezada. Sua influência normalmente é considerada de forma semelhante à de um concentrador de tensões.

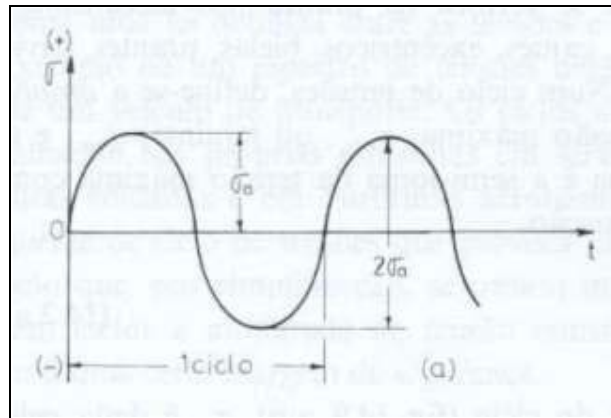


Figura III-9 – Exemplo de ciclos totalmente reversos: média zero e amplitude $2\sigma_0$.

O processo de fadiga passa por três estágios principais até atingir a ruptura: nucleação da fenda, propagação e ruptura. Na etapa inicial, acontece o crescimento das discordâncias e falhas a nível microscópico do material, até a formação da trinca. O tempo que leva até a formação das trincas é muito grande (até 90% da vida de fadiga). As falhas, nesta primeira etapa, dão-se a nível microscópico e estão ligadas ao comportamento microscópico do material. Por exemplo, em materiais cristalinos, as deformações plásticas ocorrem em direções preferenciais ao longo de planos cristalográficos, originando defeitos na estrutura mineral que se acumulam levando ao dano progressivo. O deslizamento microscópico entre planos pode ocorrer em grãos isolados a níveis de tensão bem inferiores à tensão de escoamento do material (DANTAS [4]). As microfissuras apresentam-se tanto em elementos com defeitos de fabricação (em soldas, por exemplo) como em superfícies lisas. Nesta fase, as trincas são imperceptíveis por inspeção.

Na segunda etapa, acontece o crescimento das trincas segundo planos perpendiculares à direção principal da maior tensão atuante. Para conhecer a taxa à qual se propagam as trincas, utiliza-se a mecânica da fratura. O crescimento das falhas é descrito segundo a Lei de Paris (Figura III-10):

$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K)^m = CS^m \left(\sqrt{\pi a} Y(a) \right)^m \quad (III.17)$$

onde 'a' representa o tamanho da trinca; N, o número de ciclos, e ΔK é um fator de intensificação de tensões.

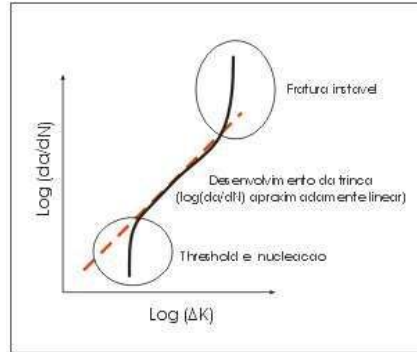


Figura III-10 – Crescimento da taxa de variação do tamanho das trincas por número de ciclos.

Atingido o tamanho crítico da trinca, a ruptura se dá por fratura frágil, fratura dúctil ou colapso plástico da seção remanescente. A vida à fadiga de uma peça (VF) é, então, definida como a soma dos tempos necessários para a iniciação de uma trinca (TI) e de propagação da trinca até se tornar crítica (TP). Ainda, segundo SAGRILO [20], temos que, para metais de base, $TI > TP$, e para juntas soldadas $TI \sim 0$ e $VF \sim TP$. É importante mencionar que o TI é relativo, pois depende do instrumento de medição ou do propósito da inspeção. Por exemplo, para um engenheiro metalúrgico, o início da trinca pode ser da ordem de 10^{-3} polegadas, e para um engenheiro civil, de 10^{-1} polegadas.

III.7.3.2 Aspectos da análise de fadiga em estruturas offshore

A análise de fadiga na prática de projetos de estruturas *offshore* baseia-se principalmente em três aspectos:

- Identificação dos ciclos de tensão;
- Curvas S-N;
- Regra de Miner.

III.7.3.3 Identificação dos ciclos de tensão

O estudo da fadiga refere-se ao estudo completo dos elementos ou das estruturas submetidas a carregamentos repetidos. Nos *risers*, os carregamentos repetitivos são oriundos, principalmente, de ondas, vento e corrente. Estes carregamentos são chamados de carregamentos de fadiga, e são classificados como:

Baixo ciclo: a falha por fadiga ocorre para um número de ciclos de carregamento relativamente pequeno, menos de 10^4 ou 10^3 ciclos, dependendo do caso;

Alto ciclo: a falha por fadiga ocorre para um número de ciclos de carregamento relativamente grande, mais de 10^4 ciclos, em alguns casos podendo chegar à ordem de 10^6 a 10^9 ciclos. Normalmente, as estruturas oceânicas estão submetidas a carregamentos de alto ciclo.

As estruturas podem estar submetidas a carregamentos cíclicos de amplitude constante ou amplitude variável. Os carregamentos de amplitude constante costumam ser utilizados em modelos simples de laboratório para medir a tolerância. As estruturas reais, porém, raramente experimentam carregamentos de amplitude constante. Portanto, algum procedimento de contagem de ciclos deve ser empregado para reduzir a complexa história dos carregamentos irregulares a uma série de eventos de amplitude constante (DOWNING [12]). Há diversos métodos de contagem de ciclos, como a hipótese de processo aleatório gaussiano de banda estreita, Método do Tanque ou Reservatório, Correção de Wirshing e Correção de Dirlik. Neste trabalho, empregou-se o programa POSFAL [13], que utiliza um algoritmo baseado no método Rainflow para identificar e contar os ciclos de tensões, e que será brevemente descrito.

III.7.3.3.1 Amplitude constante

São carregamentos cíclicos cuja faixa de variação de tensões é constante no tempo, conforme mostrado na Figura III-11. Este tipo de carregamento, embora raro em estruturas reais, está presente em peças de máquinas mecânicas e modelos em laboratório.

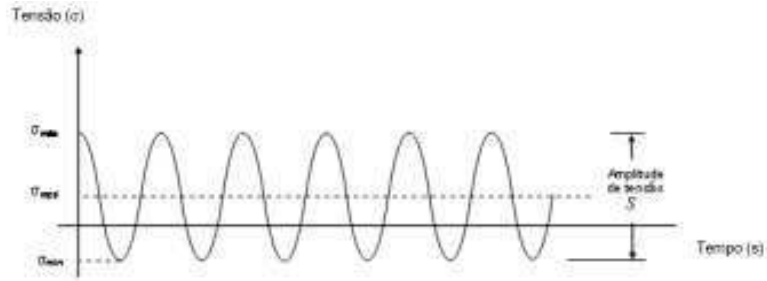


Figura III-11 – Carregamento com amplitude constante (GEAQUINTO [14]).

Neste caso, a contagem de ciclos é simples, bastando identificar o número de vezes que uma reta horizontal corta o sinal num ponto com derivada positiva. A flutuação de tensões varia de $\sigma_{máx}$ a $\sigma_{mín}$, resultando numa amplitude igual à semi-diferença entre os dois valores:

$$\sigma_{amp} = \frac{\sigma_{máx} - \sigma_{mín}}{2} \quad (III.18)$$

$$\sigma_{méd} = \frac{\sigma_{máx} + \sigma_{mín}}{2} \quad (III.19)$$

sendo

σ_{amp} : amplitude do sinal de tensão;

$\sigma_{méd}$: tensão média.

Fatores importantes a considerar no estudo de fadiga são os fatores adimensionais R e A:

$$R = \frac{\sigma_{mín}}{\sigma_{máx}} \quad (III.20)$$

$$A = \frac{\sigma_{amp}}{\sigma_{méd}} \quad (III.21)$$

O caso de ciclos totalmente reversos ($R = -1$) é normalmente usado em laboratório, além de ocorrer em várias peças estruturais. Na Figura III-12, têm-se três casos para valores diferentes de R .

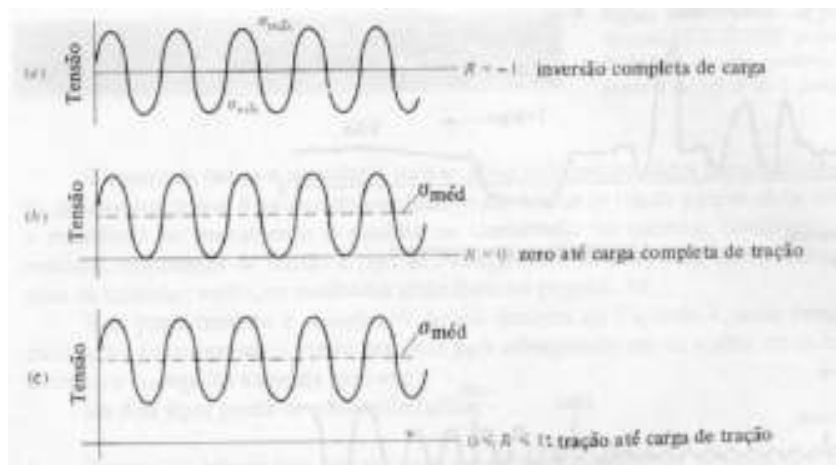


Figura III-12 – Comparação de valores de R para vários carregamentos.

III.7.3.3.2 Amplitude variável

No caso das estruturas estudadas neste trabalho, os carregamentos são cíclicos e de amplitude variável. Estes carregamentos variáveis são impostos durante todas as fases da vida da estrutura (GEAQUINTO [14]) e são oriundos principalmente de ondas, vento e correnteza (SOUSA [3]).

A contagem de ciclos no caso de sinais de amplitude variável não é simples como no caso anterior. Um dos métodos para identificar o número de ciclos é o Rainflow, que é o algoritmo utilizado no programa POSFAL [13]. O método Rainflow consiste na conversão de um histórico no tempo de tensões em um processo de pontos, contendo valores máximos e mínimos (picos e vales) em que a contagem de ciclos é efetuada seguindo a seqüência do fluxo da água escoando por um telhado, como mostra a Figura III-13. A vantagem deste método é que ele é capaz de identificar todos os ciclos de tensões, incluindo aqueles associados aos efeitos de altas e baixas frequências, por exemplo, quando estes ocorrem simultaneamente no histórico no tempo de tensões (GEAQUINTO [14]).

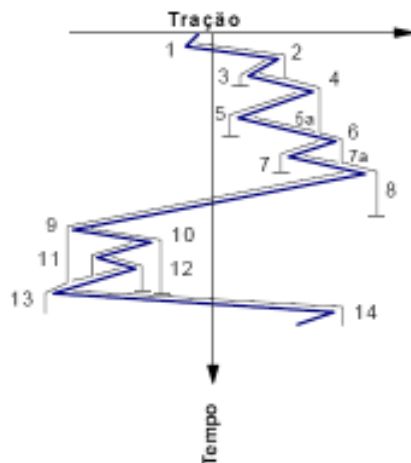


Figura III-13 – Esquema ilustrativo da utilização do método Rainflow (GEAQUINTO [14]).

III.7.3.4 Curvas S-N

O comportamento dos materiais quando submetidos a carregamentos cíclicos é avaliado a partir de ensaios em laboratório com corpos de prova apropriados. Como resultado, obtém-se curvas empíricas que relacionam, por exemplo, uma dada variação de tensão ao número de ciclos que tomaria conduziria à ruptura do material.

Para valores do número de ciclos de ruptura superiores a 10^4 ou 10^5 , a representação gráfica da tensão alternada em função do número de ciclos de ruptura fornece uma curva, geralmente apresentada em um gráfico log-log conhecido como ‘curva S-N’. Essas curvas são utilizadas para se estimar a vida em qualquer faixa de tensão. Para os valores acima de 10^4 ou 10^5 , verifica-se que a tensão nominal é elástica, podendo ser bastante reduzida se existir uma concentração de tensões na peça. A região inferior a 10^4 ou 10^5 é denominada zona de *fadiga a baixo número de ciclos* ou *fadiga oligocíclica*, onde as tensões e extensões na peça são predominantemente plásticas (RIVA [17]).

Para alguns materiais, tais como aço e titânio, existe uma faixa de tensão abaixo da qual um defeito (trinca) não se propaga definindo o limite de fadiga do material. Nestes casos, para variações de tensões abaixo desse limite, a *fadiga não é considerada* nem para um número infinito de ciclos. Este comportamento não pode ser generalizado porque em muitos metais ferrosos (como alumínio, magnésio e ligas

de cobre), a inclinação da curva S-N decresce gradualmente, não tendo um limite de fadiga verdadeiro (GEAQUINTO [14]).

A forma analítica da variação do número de ciclos *versus* variação de tensão é dada pela expressão seguinte:

$$N = K \cdot S^{-m} \quad (III.22)$$

ou

$$\log(N) = \log(K) - m \cdot \log(S) \quad (III.23),$$

onde K e m são constantes do material e são obtidas experimentalmente. S é o valor da variação de tensão e N é o número de ciclos necessários para levar a peça ao colapso.

As curvas S-N dependem do ambiente em que se desenvolve a fadiga. Cada curva é função das condições em que se encontra o elemento analisado. Portanto, a escolha de uma determinada curva deve ser feita caso a caso, levando em conta diversos fatores, como tipo do elemento e geometria da peça. As figuras a seguir (Figura III-14 e Figura III-15) mostram dois conjuntos de curvas S-N da DNV [15] utilizadas na análise de estruturas *offshore*.

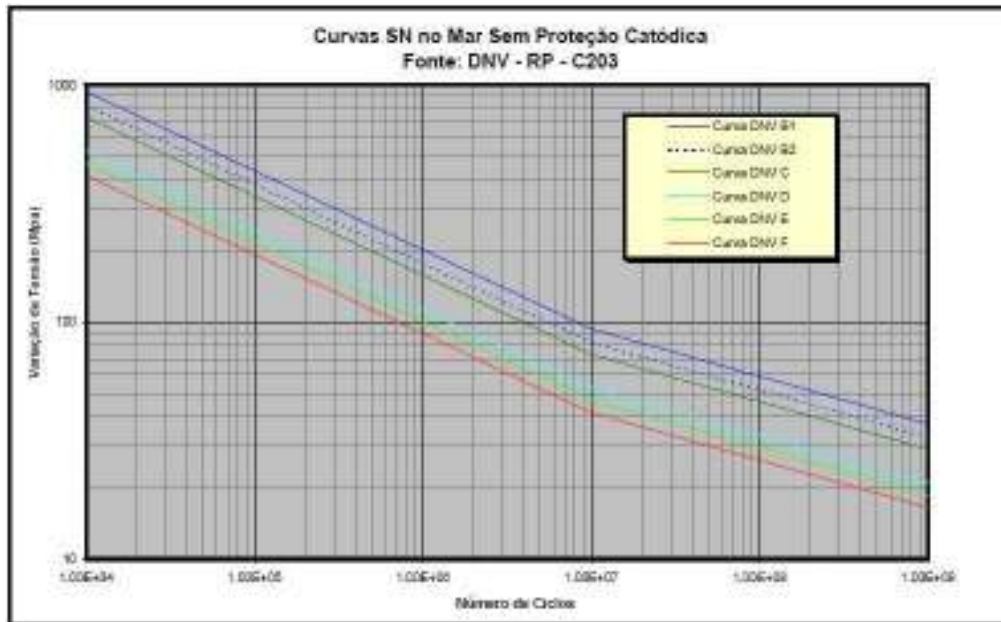


Figura III-14– Exemplo de curva S-N típica sem proteção catódica (DNV [15]).

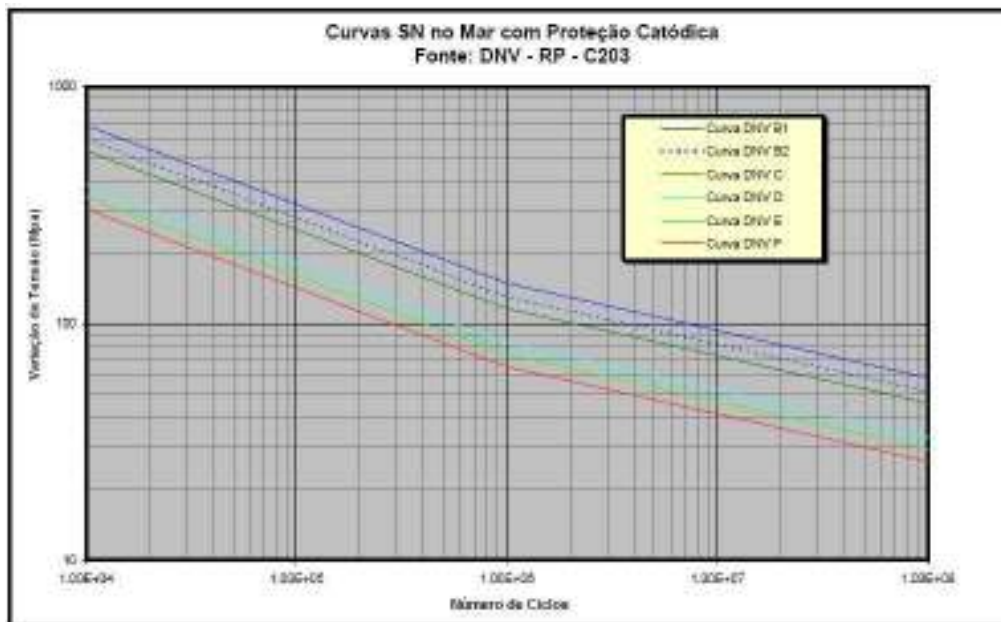


Figura III-15– Exemplo de curva S-N típica com proteção catódica (DNV [15]).

As curvas S-N foram construídas tomando-se por base tensões nominais, isto é, sem considerar concentrações de tensão, tensões residuais ou térmicas. Na hora do

projeto, devem-se levar em consideração os fatores de concentração de tensão, principalmente quando se tratar do material base. No caso de soldas, deve-se verificar a origem da curva S-N para saber se a concentração de tensões devido à própria solda deve ou não ser considerada. Nas solicitações uniaxiais de tração (tração uniforme), a tensão nominal é constante ao longo da espessura e não varia de seção para seção. Nas solicitações de flexão e torção, em que existe um gradiente de tensões nas seções, considera-se que a tensão nominal é tensão de flexão ou torção máxima na seção transversal onde se propaga a trinca, e numa direção perpendicular à trinca (RIVA [17]).

Na grande maioria dos casos, a resistência à fadiga é seriamente reduzida quando existe um acidente geométrico (orifícios, ombros, ...) que provoque concentração de tensões. No caso de um concentrador de tensões, as tensões σ para cálculo de fadiga devem ser calculadas como:

$$\sigma = SCF \cdot \sigma_{nom} \quad (III.24),$$

onde SCF é o fator de concentração de tensões, cujo valor é calculado segundo o acidente geométrico, como descrito em [16].

III.7.3.5 Cálculo do dano cumulativo – Regra de Palmgrem-Miner

O cálculo da vida à fadiga depende do histórico completo de tensões ao qual foi submetida a estrutura durante todas as fases do projeto, desde a fabricação até a operação. A abordagem usual de cálculo consiste em usar os resultados dos ensaios de amplitude constante em conjunto com a lei de danos cumulativos para prever o comportamento dos elementos. A hipótese básica da regra de Palmgrem-Miner é que o dano provocado por um ciclo de tensão S por ciclo de carregamento é constante e igual a:

$$D = \frac{1}{N} \quad (III.25),$$

onde $N=A.S^{-k}$ é dado pela curva S-N.

A regra de Palmgren-Miner estabelece que os danos (isto é, a perda de vida por fadiga) se acumulam linearmente. Estes danos correspondem a blocos que têm uma tensão de amplitude constante s_i e duração de n_i ciclos. Assim, o critério de falha é comumente expresso como:

$$D_T = \sum_{i=1}^{\infty} D_i = \sum_{i=1}^{\infty} \frac{n_i}{N_i} = \delta \quad (III.26),$$

onde o dano total acumulado D_T é determinado de acordo com o número de ciclos n_i de tensão com valores entre Δs_i e Δs_{i+1} . N_i é o número de ciclos necessário de tensão com valor $\Delta s_{i+1/2}$ capaz de causar a falha e dado pela curva S-N adotada. δ é uma constante que assume valores entre 0.5 e 1.0 dependendo da curva S-N empregada na análise (DANTAS [4]). As variáveis n_i e N_i são ilustradas nas Figura III-16 e Figura III-17.

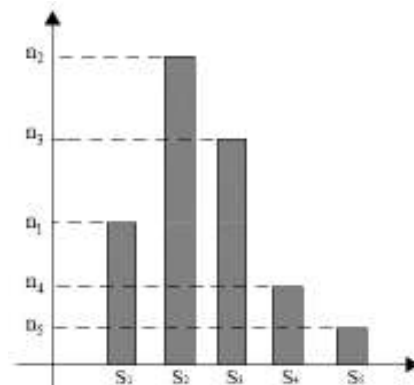


Figura III-16 –Histograma de tensões (LOUREIRO [22]).

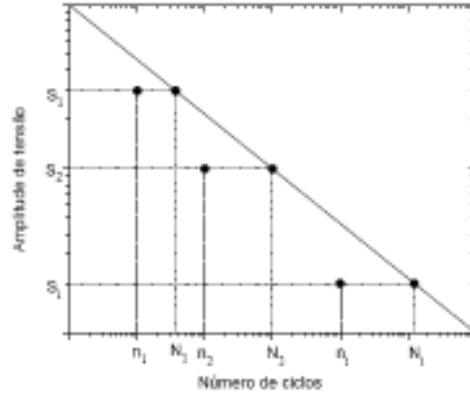


Figura III-17 – Ilustração do cálculo do dano referente à regra de Miner (LOUREIRO [22]).

Esta regra desconsidera que exista efeito de seqüência na aplicação da carta, i.e.,

$$\frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_i}{N_i} + \dots + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_1}{N_1} \quad (III.27)$$

Admite-se que o elemento falha por fadiga quando $DT \geq 1$. Assim, a vida à fadiga é dada por:

$$v_u = \frac{L_0}{D_T} \quad (III.28),$$

onde

L_0 = tempo relativo à contagem do número total de ciclos de tensão do histograma $\sum n$ (normalmente, 1 ano);

D_T = somatório total do dano;

V_u = Vida útil.

Embora a Regra de Palmgren-Miner desconsidere aspectos que comprovadamente têm influência no comportamento à fadiga e introduza imprecisões, ela é largamente utilizada devido à sua simplicidade e à obtenção de resultados dentro de uma certa margem de segurança.

CAPÍTULO IV - EXEMPLOS DE SIMULAÇÃO

IV.1 Introdução

Neste capítulo serão descritos os principais aspectos das análises realizadas neste trabalho, incluindo condições ambientais, propriedades dos *risers* utilizados, propriedades de solo e os resultados das análises. Os casos analisados incluem, para cada configuração, as análises de tensões máximas (condições Acidental, Extremos A, Extremos B e Operacional) e as análises de fadiga de onda. O estudo de VIV não foi incluído no escopo do trabalho. Todas as análises são desacopladas e foram feitas utilizando o programa ANFLEX [18].

As condições ambientais utilizadas nas análises de tensões máximas têm parâmetros de onda e corrente próximos daqueles da Bacia de Campos, seguindo as considerações apresentadas por SOUSA [3]. Os *risers* foram considerados conectados a duas plataformas semi-submersíveis típicas da Bacia de Campos, que diferem basicamente pela resposta em termos de movimentos verticais.

As três configurações consideradas são:

- SCR conectado à Plataforma 1.
- SCR com LWC conectado à Plataforma 1.
- SCR com LWC conectado à Plataforma 2 (movimentos verticais menores).

Objetiva-se verificar a influência da unidade flutuante no resultado devido aos movimentos impostos no topo do *riser*. Também, mostra-se a vantagem de utilizar a configuração do *Light Weight Coating* em SCR's nos requerimentos da vida à fadiga, tal como demonstrado nos estudos de caso de KARUNAKARAN [11].

IV.2 Aspectos gerais das análises

Para possibilitar a comparação entre os três exemplos, a configuração foi padronizada como em catenária livre, com ângulo de topo de 14°, azimute de 270° (direção W) e lâmina d'água de 1800 m.

Levaram-se em consideração as seguintes propriedades:

Diâmetro externo	18”
Lâmina d’água	1800 m
Pressão no topo	10 MPa
Limite de escoamento do aço X70	70 ksi
Limite de ruptura do aço X70	82 ksi
Módulo de elasticidade do aço	208 GPa
Coefficiente de Poisson do aço	0.3
Peso específico do óleo	8.78 kN/m ³
Peso específico da água do mar	10.055 kN/m ³
Espessura de corrosão	3.2 mm

IV.2.1 Propriedades dos risers e da stress joint

Considerando os critérios de colapso (API [5] e API [21]), a espessura mínima encontrada para o tubo foi de 1.125 polegadas. Isto define o diâmetro interno como sendo de 15.75 polegadas.

Para minimizar o efeito das vibrações induzidas por vórtices (análises de VIV não fazem parte dos objetivos do trabalho) foram considerados *strakes* na parte superior dos *risers*, como indicado em LUBBAD [22]. Assim, definem-se dois segmentos de *riser*, com e sem *strakes*, com as propriedades indicadas na Tabela 1 e na Tabela 2.

Tabela 1 – Propriedades do segmento de aço sem strakes.

Property	Pipe
External diameter (m)	0.45720
Internal diameter (m)	0.40005
Thickness (m)	0.02858
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.00000
Hidrodynamic diameter (m)	0.55920
Elastic modulus (kN/m ²)	2.0800e+008
Specific weight (kN/m ³)	77.00000
Additional weight (kN)	0.00000
Additional mass (kg)	
Floater's weight (kN/m)	0.71890
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.81875
Thickness reduction (m)	0.00320
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

Tabela 2 – Propriedades do segmento de aço com strakes.

Property	Pipe
External diameter (m)	0.45720
Internal diameter (m)	0.40005
Thickness (m)	0.02858
CM (Morison's inertia coefficient)	3.00000
CD (Morison's drag coefficient)	2.00000
Hidrodynamic diameter (m)	0.55920
Elastic modulus (kN/m ²)	2.0800e+008
Specific weight (kN/m ³)	77.00000
Additional weight (kN)	0.00000
Additional mass (kg)	
Floater's weight (kN/m)	0.71890
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.81875
Thickness reduction (m)	0.00320
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

A região do topo de qualquer *riser* representa um ponto crítico de projeto, por associar cargas elevadas de tração com cargas de flexão devidas aos movimentos de rotação da plataforma. Assim, torna-se necessária a utilização de conexões especiais que sejam capazes de suportar estes esforços, tais como *stress joints*. As *stress joints* são estruturas monolíticas, facilmente inspecionáveis durante a manufatura ou em serviço, sendo utilizadas em projetos de *risers* rígidos em catenária livre (SCR) para

efetuar as conexões entre o *riser* e o suporte na plataforma (BAZÁN [23]). Na Figura IV-1, temos o esquema de uma *stress joint*.

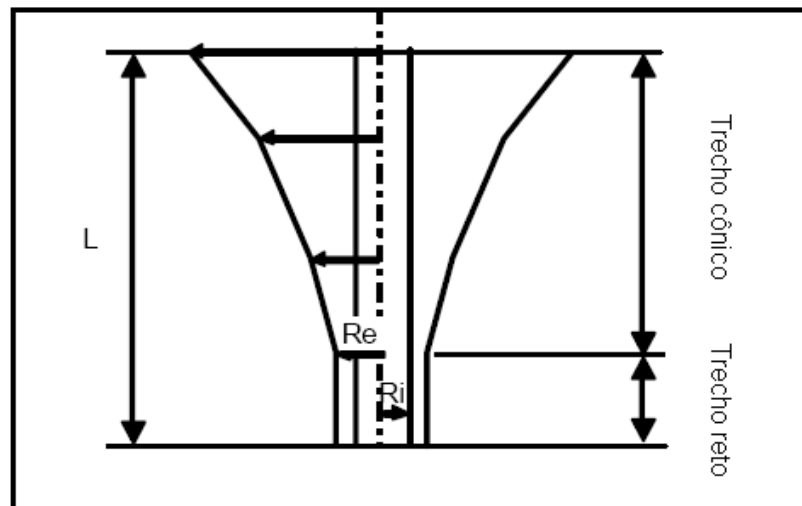


Figura IV-1 – Esquema de uma *stress joint*.

Para os casos analisados, define-se, além dos segmentos de aço, uma *stress joint* de titânio de 20 m no topo da linha. Na *stress joint*, tem-se um segmento reto de 5 m e um segmento cônico de 15 m. As propriedades encontram-se na Tabela 3 e na Tabela 4.

Tabela 3 – Propriedades do segmento reto da *stress joint* de titânio.

Property	Pipe
External diameter (m)	0.45720
Internal diameter (m)	0.40005
Thickness (m)	0.02858
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.00000
Hidrodynamic diameter (m)	0.45720
Elastic modulus (kN/m ²)	1.1400e+008
Specific weight (kN/m ³)	43.45830
Additional weight (kN)	0.00000
Additional mass (kg)	
Floater's weight (kN/m)	0.00000
Floater's buoyancy force (kN/m)	0.00000
Thickness reduction (m)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

Tabela 4 – Propriedades do segmento cônico da stress joint de titânio.

Property	Pipe
Initial external diameter (m)	0.45720
Middle external diameter (m)	0.58740
Final external diameter (m)	0.71760
Internal diameter (m)	0.40005
Thickness reduction (m)	0.00000
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.00000
Elastic modulus (kN/m ²)	1.1400e+008
Specific weight (kN/m ³)	43.45830
Initial flange's weight (kN)	0.00000
Final flange's weight (kN)	0.00000
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

Para os casos em que se utilizou a configuração LWC, define-se o segmento de LWC (aplicado no TDP – região sem *strakes*) com as propriedades indicadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Propriedades do segmento de aço com LWC.

Property	Pipe
External diameter (m)	0.45720
Internal diameter (m)	0.40005
Thickness (m)	0.02858
CM (Morison's inertia coefficient)	2.00000
CD (Morison's drag coefficient)	1.00000
Hidrodynamic diameter (m)	0.76120
Elastic modulus (kN/m ²)	2.0800e+008
Specific weight (kN/m ³)	77.00000
Additional weight (kN)	0.00000
Additional mass (kg)	
Floater's weight (kN/m)	2.03635
Floater's buoyancy force (kN/m)	2.92515
Thickness reduction (m)	0.00320
Consider non-linear hydrostatic effect	No <input type="checkbox"/>

IV.2.2 Propriedades do solo

Na avaliação do efeito que os movimentos dinâmicos causam no raio de curvatura na região do TDP, a interação solo-*riser* é de fundamental importância. O solo pode atuar tanto de forma benéfica quanto de forma prejudicial ao *riser*, viabilizando ou inviabilizando um empreendimento. Uma diminuição da rigidez do solo para a sua décima parte, por exemplo, pode levar a uma redução de 30% do dano de fadiga (GEAQUINTO [14]).

As propriedades do solo foram determinadas segundo as indicações da norma da DNV [24]. Para análises de casos extremos, considera-se o tubo enterrado 25% do diâmetro e para as análises de fadiga considera-se o tubo totalmente enterrado.

Tradicionalmente, a análise de SCRs à fadiga é feita utilizando-se modelos numéricos baseados no método dos elementos finitos em que se utiliza um modelo de solo plano que é extremamente rígido ou rígido-elástico representado por molas. Esses modelos de solo normalmente não levam em conta os efeitos de uma trincheira que é escavada pelo SCR na região do TDP (GEAQUINTO [14]).

O programa utilizado (ANFLEX [18]), assim como a maioria dos programas utilizados atualmente para análise global de *risers*, utiliza um modelo de solo elástico composto de molas equivalentes. Assim, a complexa interação solo-estrutura é modelada e representada por molas com rigidez equivalente e que atuam na direção vertical, lateral e axial simulando, respectivamente, a rigidez vertical do solo, a reação lateral e o atrito devido ao arraste na direção axial.

O solo no ANFLEX [18] é modelado com cinco parâmetros: limite de deflexão axial (m), limite de deflexão lateral (m), coeficiente de atrito axial, coeficiente de atrito lateral e rigidez da mola vertical (kN/m/m). A definição detalhada destes parâmetros encontra-se em SOUSA [25].

IV.2.3 Parâmetros de onda e corrente para análises de tensões máximas

Na elaboração dos casos de análise de tensões máximas, conforme SOUSA [3], os carregamentos ambientais de onda e corrente foram considerados alinhados. As velocidades da corrente foram consideradas completamente correlacionadas à

altura significativa de onda (H_s). Assim, a função de distribuição conjunta dos parâmetros ambientais passa a ser função de três parâmetros (H_s , T_z , e percentual de ocorrência das ações ambientais na direção θ).

A função densidade de probabilidades conjunta das variáveis ambientais passa a ser dada, então, por:

$$f_S = Perc(\theta) \cdot f_{H_s}(h_s) \cdot f_{T_z/H_s}(t_z / h_s) \quad (IV.1)$$

A distribuição de H_s (em metros) é dada por uma distribuição lognormal (SOUSA [3]):

$$f_{H_s}(h_s) = \frac{1}{h_s \xi_{H_s} \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(h_s) - \lambda_{H_s}}{\xi_{H_s}}\right)^2\right) \quad (IV.2)$$

$$F_{H_s}(h_s) = \Phi\left(\frac{\ln(h_s) - \lambda_{H_s}}{\xi_{H_s}}\right) \quad (IV.3)$$

sendo $\Phi(\cdot)$ a função cumulativa da distribuição normal padrão de probabilidades e os parâmetros λ_{HS} e ξ_{HS} dados por:

$$\lambda_{HS} = 0.603204$$

$$\xi_{HS} = 0.329771$$

A onda extrema associada a esta distribuição tende a uma distribuição Tipo II (SOUSA [3]), com valor mais provável:

$$H_{SN} = \exp\left\{\xi_{H_s} \left[\sqrt{2 \ln(N)} - \frac{\ln(\ln(N)) + \ln(4\pi)}{2\sqrt{2 \ln(N)}}\right] + \lambda_{H_s}\right\} \quad (IV.4)$$

A onda centenária apresenta $N = 2920 * 100$ (número de estados de mar por ano * 100 anos), e assim $H_{SN} = 8.08\text{m}$, que representa um valor bastante próximo à altura centenária máxima observada na Baía de Campos.

A distribuição do período de cruzamento zero (em segundos) condicionada ao valor da altura significativa de onda é também modelada por uma distribuição lognormal com os seguintes parâmetros:

$$f_{T_z/H_s}(t_z/h_s) = \frac{1}{t_z \xi_{T_z}(h_s) \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(t_z) - \lambda_{T_z}(h_s)}{\xi_{T_z}(h_s)}\right)^2\right) \quad (IV.5)$$

$$F_{T_z/H_s}(t_z/h_s) = \Phi\left(\frac{\ln(t_z) - \lambda_{T_z}(h_s)}{\xi_{T_z}(h_s)}\right) \quad (IV.6)$$

$$\lambda_{T_z}(h_s) = 0.730323(\ln(h_s + 2.5)) + 0.758907 \quad (IV.7)$$

$$\xi_{T_z}(h_s) = \begin{cases} 0.163407 - 0.010(h_s - 1.75)^2 & \text{se } h_s \leq 4.25 \\ 0.10 - 0.04\left(\frac{h_s - 4.25}{5.75}\right) & \text{se } h_s > 4.25 \end{cases} \quad (IV.8)$$

A velocidade da corrente na superfície e no fundo do mar (em m/s) associadas à altura significativa de onda são expressas respectivamente por:

$$V_{C_s}(h_s) \approx 0.15h_s + 0.402 \quad (IV.9)$$

$$V_{C_f}(h_s) \approx 0.213 \cdot V_{C_s}(h_s) = 0.032h_s + 0.086 \quad (IV.10)$$

Nas análises considerou-se a variação dos parâmetros ambientais levando-se em conta a direcionalidade. Os percentuais de ocorrência de cada direção ambiental ($\text{Perc}(\theta)$) foram tomados de SOUSA [3], e foram calculados de modo a que as ondas centenárias fossem aproximadamente equivalentes às ondas centenárias da Baía de Campos. Os percentuais e as alturas das ondas centenárias aleatórias e determinísticas calculadas para cada direção são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Percentuais e ondas centenárias adotadas para cada direção (SOUSA [3]).

Direção (para onde vai)	Percentual de ocorrência	H _s centenário	H _{MÁX} centenário
E	0.15%	4.7m	8.742m
NE	67.00%	7.9m	14.694m
N	17.00%	7.1m	13.206m
NW	9.40%	6.8m	12.648m
W	0.20%	4.8m	8.928m
SW	1.00%	5.6m	10.416m
S	5.10%	6.5m	12.090m
SE	0.15%	4.7m	8.742m

A partir destas percentagens, calcula-se H_s (altura significativa de onda) anual, decenário e centenário. Com a distribuição f_{T_z}(t_z), achamos o valor modal, que corresponde a T_z. Daqui, calculam-se T_p, γ e α, considerando as expressões (ANFLEX[18]):

$$\gamma = \exp(1.0394 - 0.01966 \cdot \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}) \quad (IV.11)$$

$$T_z = \left[\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma} \right]^{1/2} \cdot T_p \quad (IV.12)$$

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{(H_s^2 \cdot w_p^4)}{g^2} (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \quad (IV.13)$$

IV.2.4 Casos analisados

IV.2.4.1 Tensões máximas

A partir dos valores de onda e corrente anuais, decenárias e centenárias, e dos valores assumidos para os *offsets* estáticos (10%, 7% ou 5%), definiram-se as condições de carregamento indicadas na Tabela 7. A nomenclatura dos casos e as combinações de cargas ambientais são sugeridas pela norma API RP-2RD; os *offsets* adotados foram tomados como de costume para projetos na Bacia de Campos. Para cada condição, analisaram-se oito direções, variando o azimute de 0° a 315°.

Para a análise de tensões máximas, utilizou-se o critério da máxima tensão combinada (tensão de Von Mises) da API [5]. O parâmetro de resposta pedido no ANFLEX [18] foi a tensão de Von Mises na parede externa. Os valores obtidos de tensões, quando divididos pela tensão admissível para o tipo de condição sendo analisada, dão origem ao fator de utilização. Os resultados das análises de tensões máximas serão apresentados neste trabalho em função deste fator de utilização.

Tabela 7 – Condições de carregamento – Análise de tensões máximas.

Caso	Onda	Corrente	Offset	Tensão admissível	Ca	Cf	Número de casos (direções de onda e corrente associada)
I (Acidental)	100y	Associada	10%	σ_y	0.67	1.5	8
II (Extremos A)	100y	Associada	7%	$0.8\sigma_y$	0.67	1.2	8
III (Extremos B)	10y	Associada	7%	$0.8\sigma_y$	0.67	1.2	8
IV (Operacional)	1y	Associada	5%	$0.67\sigma_y$	0.67	1.0	8

IV.2.4.2 Fadiga

Para a análise de fadiga, utilizaram-se 122 casos de carregamento. Estes casos são típicos da Bacia de Campos, sendo compostos por *offsets* estáticos, ondas e correntes típicas da Bacia de Campos, além de funções de tempo associadas de baixa frequência.

O pós-processamento foi feito com o programa POSFAL [15].

Como o objetivo do trabalho é apenas ilustrar o procedimento de avaliação de *risers* rígidos, identificando alguns aspectos importantes na análise, adotou-se um valor de SCF (fator de concentração de tensões) igual a 1.00 e a Curva E da DNV [15], definida pelos seguintes parâmetros:

Trecho 1:

Expoente $m = 3.00$, $\text{Log}(a) = 12.01$.

Trecho 2:

Expoente $m = 5.00$, $\text{Log}(a) = 15.35$.

Deve-se observar que o fator de concentração de tensões é um parâmetro muito importante nas análises de fadiga. Usualmente considera-se uma variação entre 1.10 e 1.35, mas este valor pode chegar a 2.00 no caso de conectores mecânicos (DANTAS [4]).

IV.2.5 Configurações analisadas

Objetivando mostrar a vantagem da utilização do LWC e de uma plataforma menos complacente, definiram-se três configurações para fins de comparação (Figura IV-2, Figura IV-3 e Figura IV-4):

- SCR conectado à Plataforma 1.
- SCR com LWC conectado à Plataforma 1.
- SCR com LWC conectado à Plataforma 2.

O segmento com LWC tomou-se como de 400 m e aproximadamente centrado no TDP.

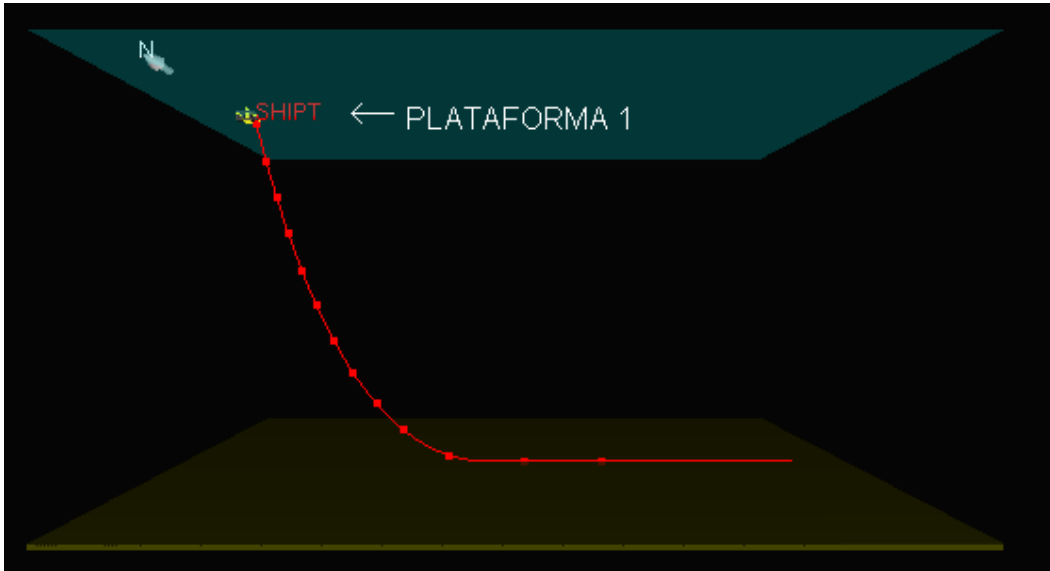


Figura IV-2 – Configuração 1 – SCR na Plataforma 1.

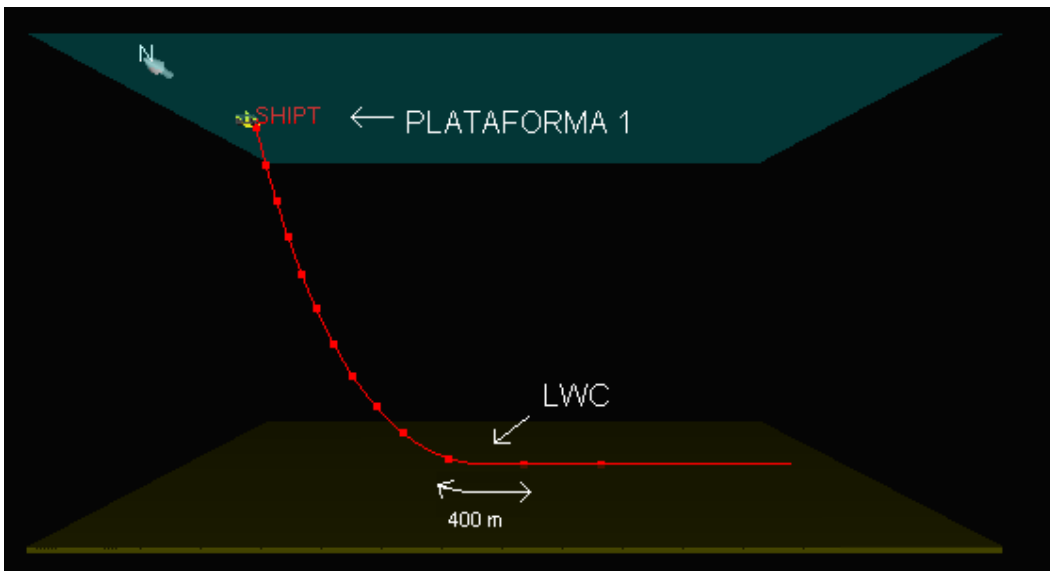


Figura IV-3 – Configuração 2 – SCR com LWC na Plataforma 1.

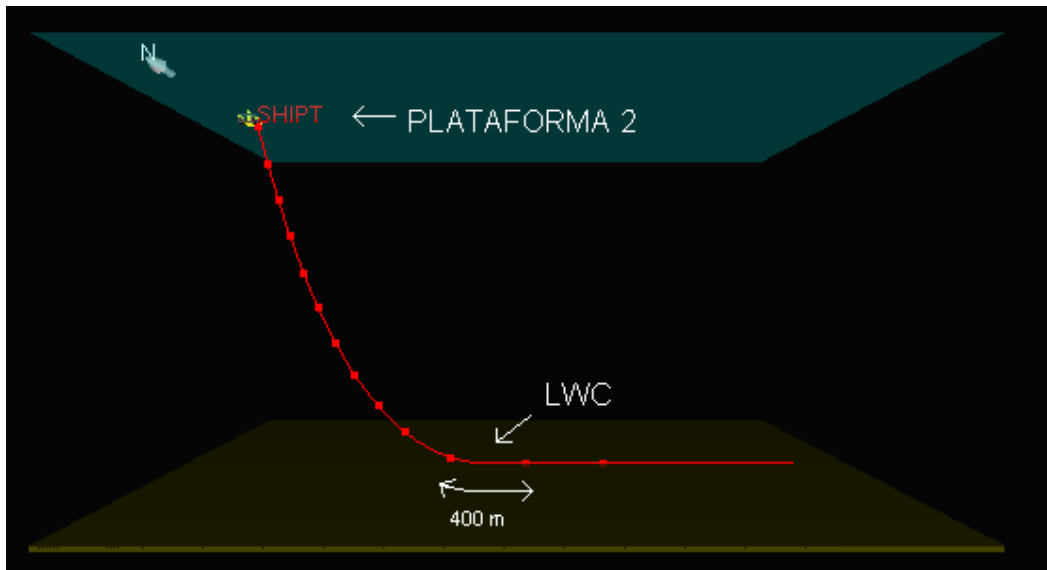


Figura IV-4 – Configuração 3 – SCR com LWC na Plataforma 2.

IV.3 Resultados e comparações

IV.3.1 Tensões máximas

Seguindo o critério adotado pela API [5] (item III.7.1.1.1 do presente trabalho), e considerando as indicações do item IV.2 e da Tabela 7, foram calculados os fatores de utilização máximos em cada um dos segmentos do *riser* para cada uma das três configurações analisadas.

Em função do comportamento dos resultados em todos os casos analisados, optou-se por apresentar os resultados das análises inicialmente sob o formato de tabelas e gráficos, para posteriormente (item IV.3.1.4) apresentar os comentários sobre os mesmos.

IV.3.1.1 Configuração 1

Tabela 8 – Fatores de utilização máximos – Configuração 1.

	Acidental	Extremos A	Extremos B	Operacional
SJ cônica	0.569	0.736	0.615	0.636
SJ reta	0.569	0.737	0.617	0.639
Topo	0.635	0.673	0.669	0.814
TDP	0.598	0.518	0.466	0.604

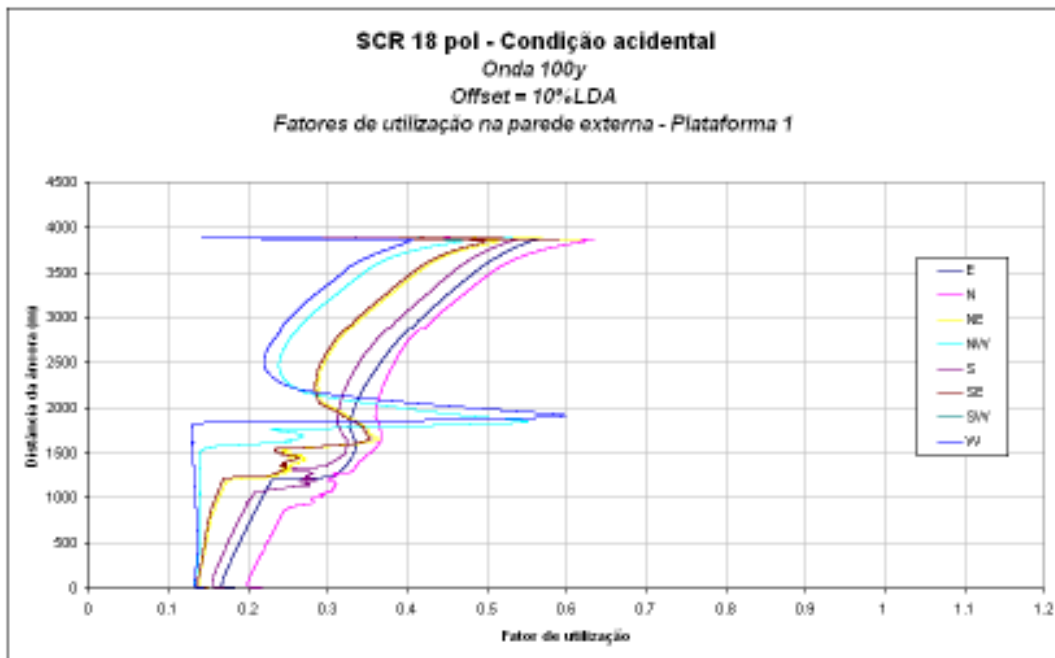


Figura IV-5 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).

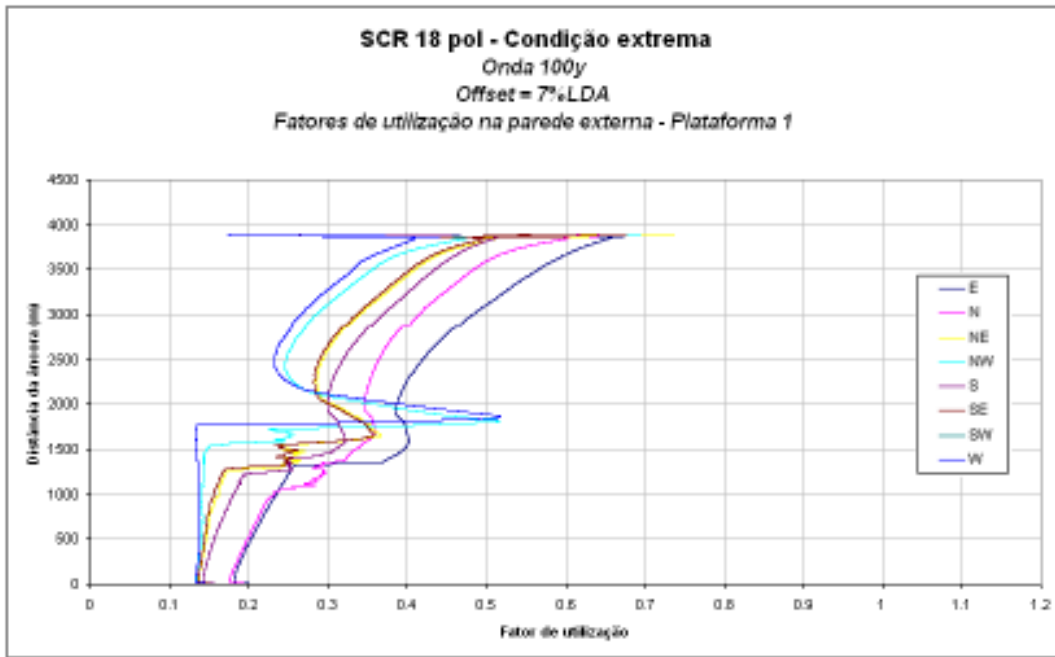


Figura IV-6 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).

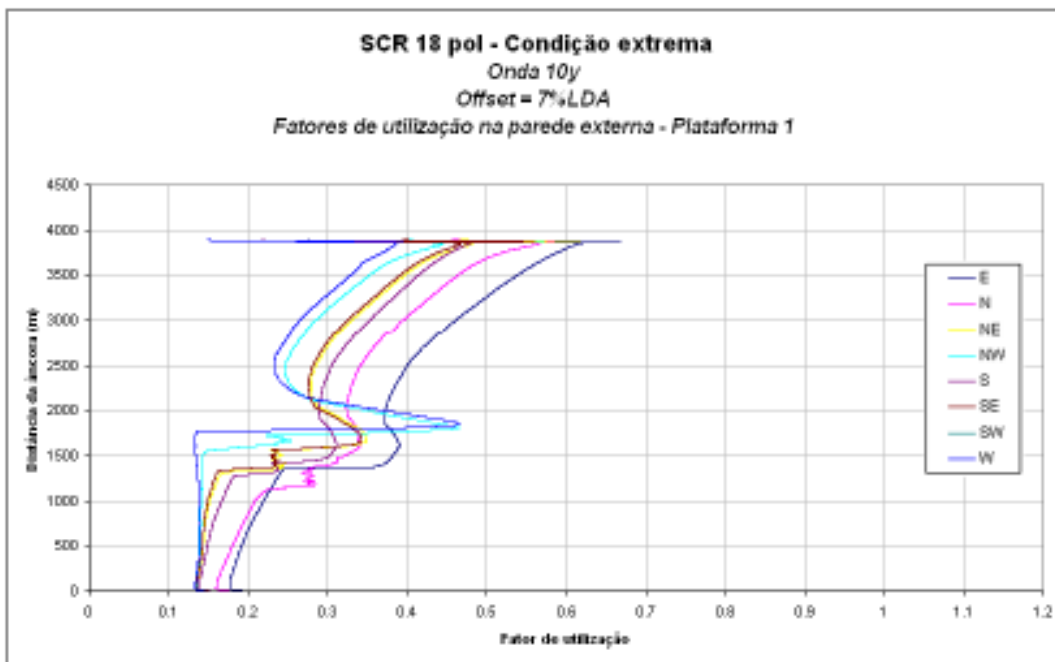


Figura IV-7 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).

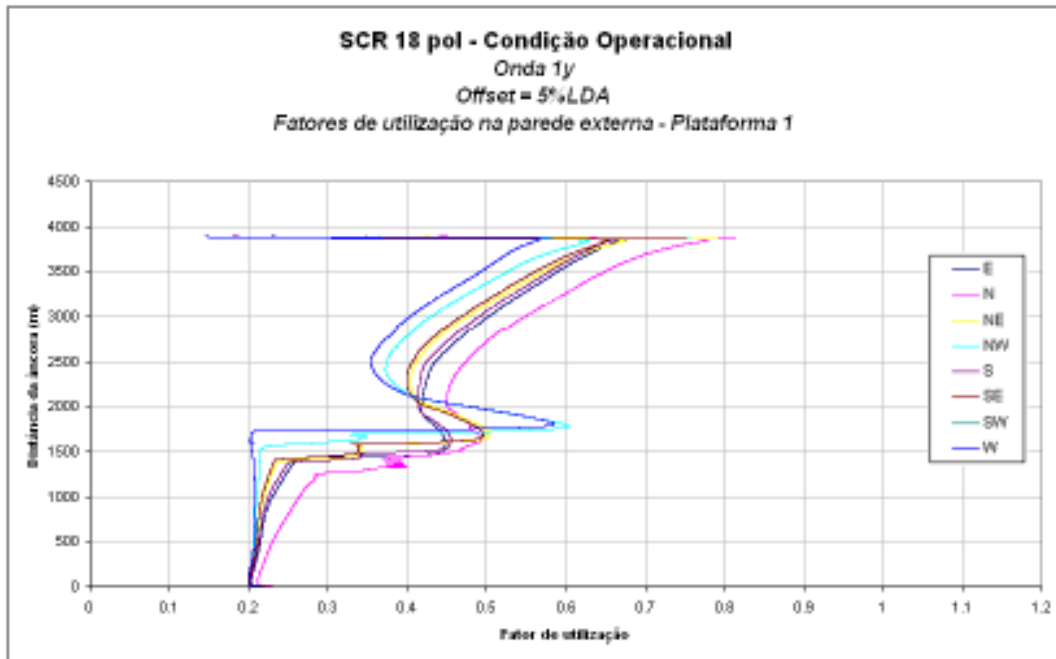


Figura IV-8 – Configuração 1: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).

IV.3.1.2 Configuração 2

Tabela 9 – Fatores de utilização máximos – Configuração 2.

	Acidental	Extremos A	Extremos B	Operacional
SJ cônica	0.576	0.743	0.625	0.651
SJ reta	0.576	0.744	0.626	0.654
Topo	0.645	0.654	0.650	0.827
TDP	0.587	0.507	0.456	0.553

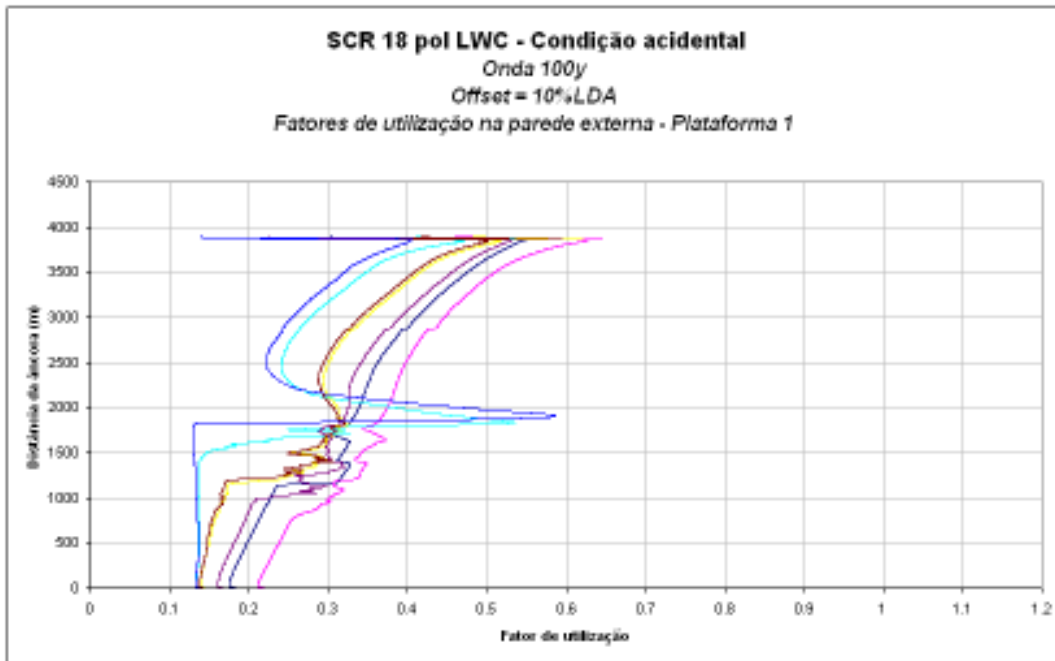


Figura IV-9 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).

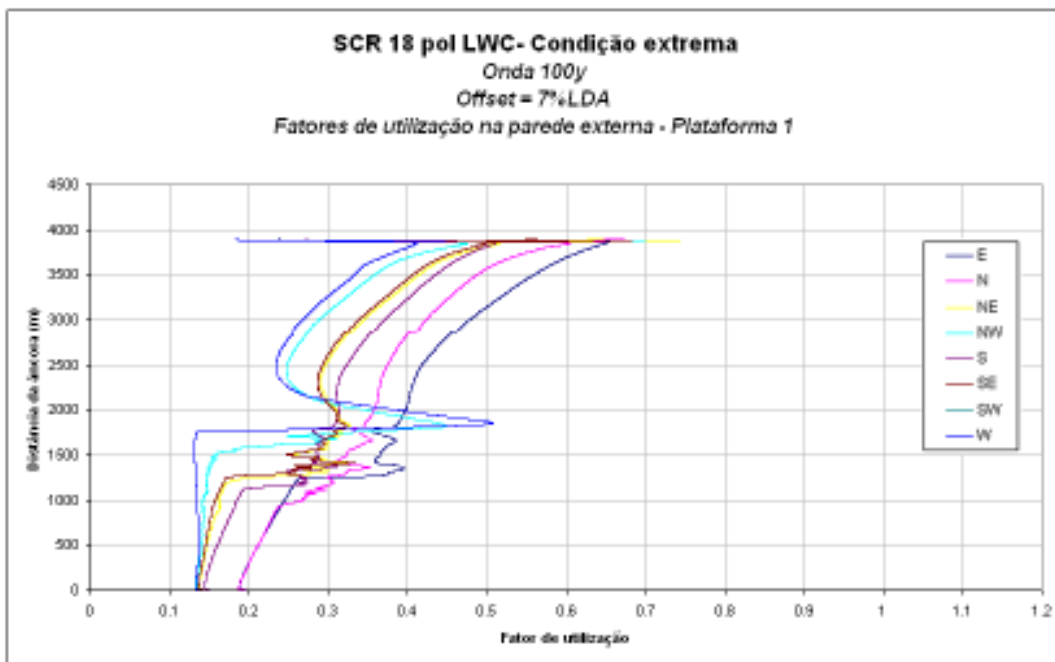


Figura IV-10 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).

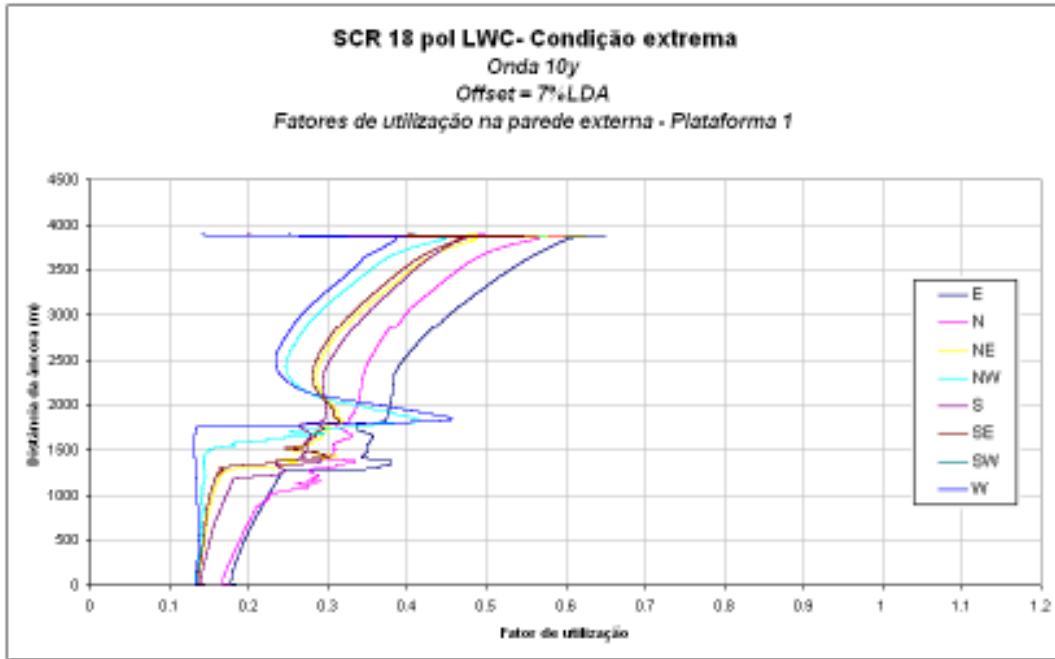


Figura IV-11 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).

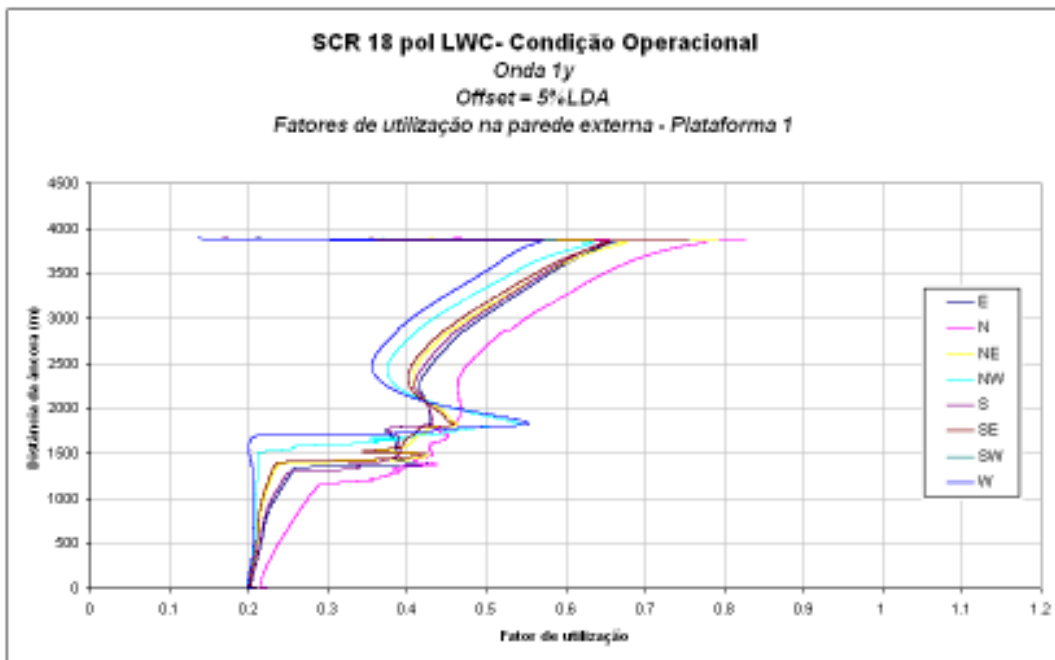


Figura IV-12 – Configuração 2: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).

IV.3.1.3 Configuração 3

Tabela 10 – Fatores de utilização máximos – Configuração 3.

	Acidental	Extremos A	Extremos B	Operacional
SJ cônica	0.556	0.719	0.600	0.604
SJ reta	0.556	0.720	0.602	0.607
Topo	0.620	0.644	0.643	0.783
TDP	0.552	0.476	0.442	0.550

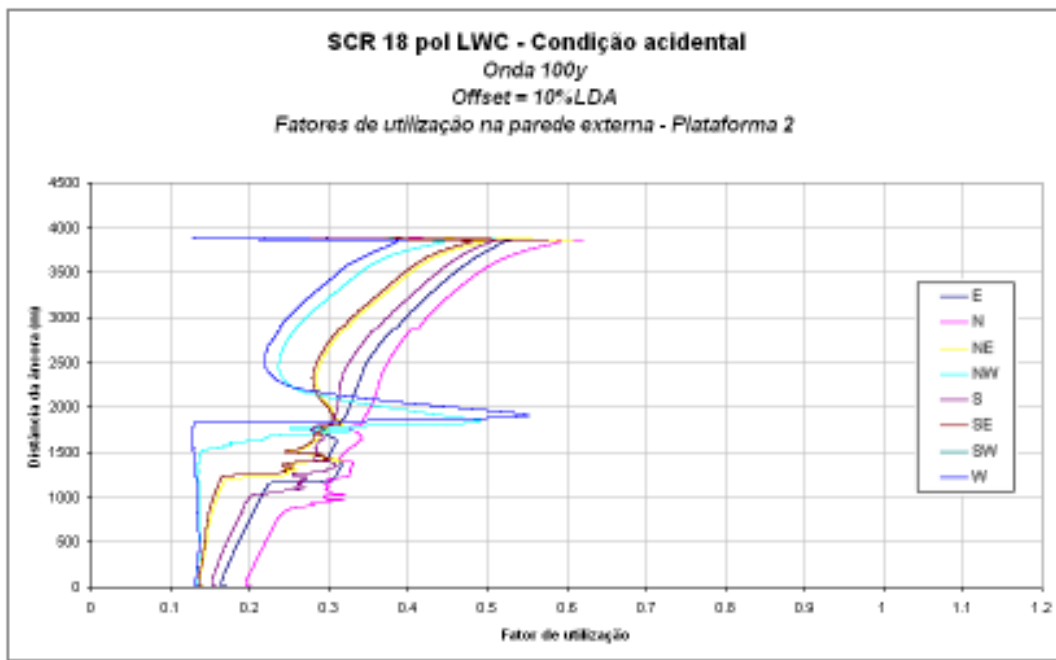


Figura IV-13 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Acidental).

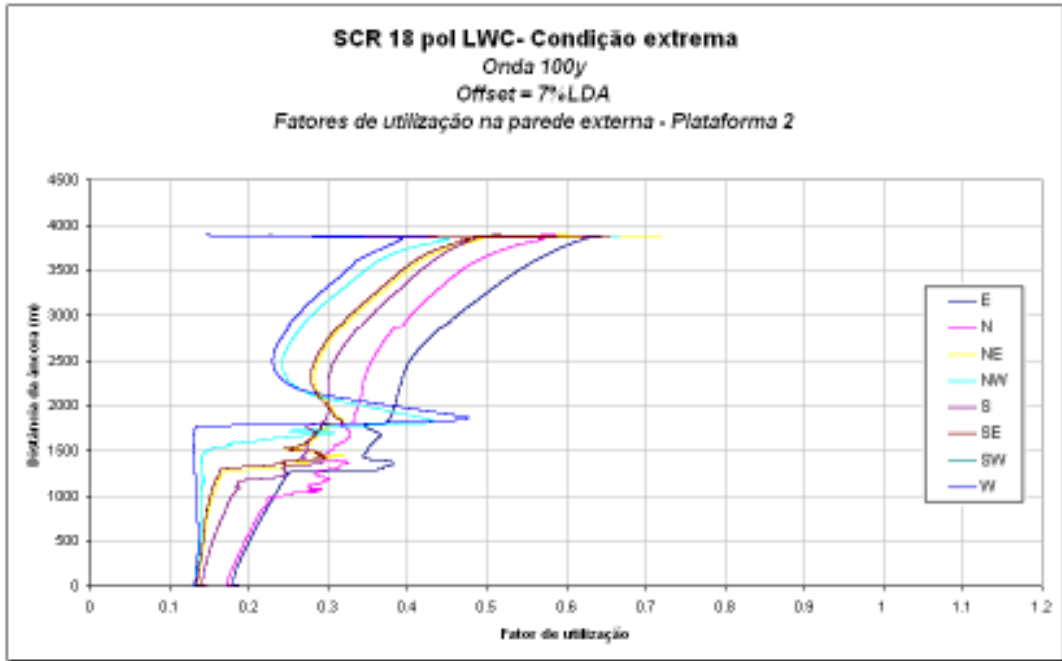


Figura IV-14 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos A).

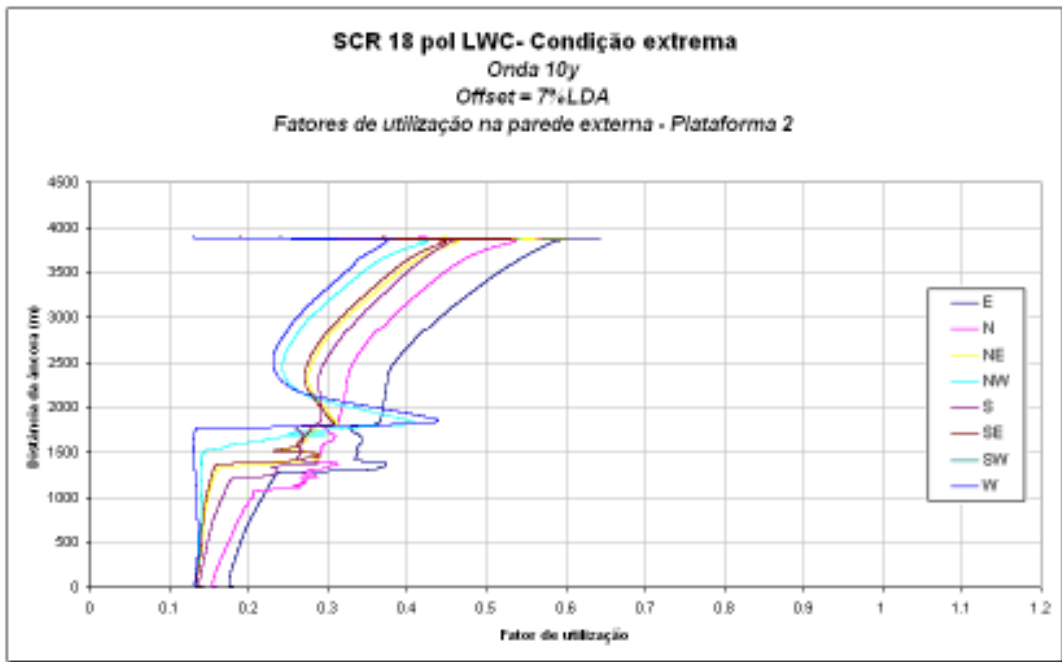


Figura IV-15 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Extremos B).

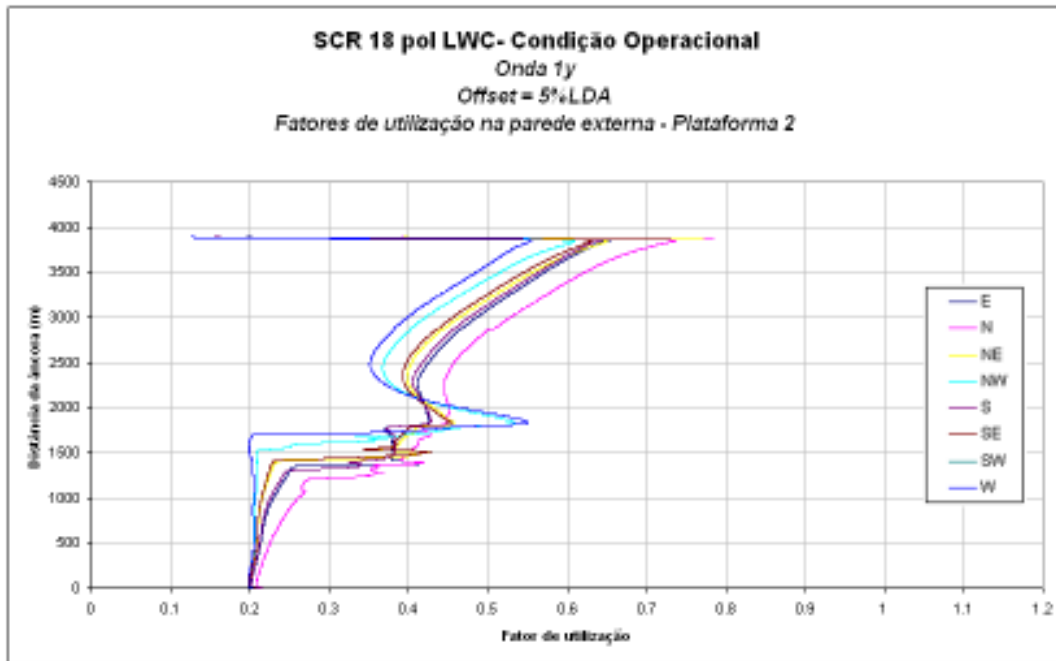


Figura IV-16 – Configuração 3: Fator de utilização da tensão de Von Mises na parede externa (Condição Operacional).

IV.3.1.4 Comentários

Como se pode observar a partir das Figuras IV-4 a IV-15 e pelas Tabelas 8 a 10, em todos os casos analisados os pontos com tensões mais elevadas são o topo e o TDP. Em relação ao TDP, observa-se que as tensões mais elevadas ocorrem nos casos que apresentam ondas com maior H_s e menores T_p , e em direções que representam movimentos *near* para o *riser*, porque o *heave* no ponto de conexão é mais elevado (parcela dinâmica da tensão) e atua em casos onde a curvatura estática inicial aumenta. Conforme se diminui a altura da onda (passando, por exemplo, do caso Extremos A para Extremos B), observa-se que as tensões diminuem.

Outro ponto importante que deve ser observado é que na região da *stress joint* as tensões máximas ocorrem para casos que combinem tração elevada (movimentos próximos ao *far* ou em casos de ondas elevadas) com movimentos de rotação da plataforma elevados. As plataformas empregadas neste projeto são caracterizadas como de baixas rotações, e por isso não houve mudança significativa nas tensões quando se comparam, por exemplo, condições Acidentais com Extremas A (mesmas ondas e correntes, diferindo apenas no *offset*).

Para a região do topo, fora da influência da *stress joint*, as cargas dominantes são as de tração. Nesse caso ocorre pouca variação de tensão; já os fatores de utilização sofrem grandes alterações, visto que a tensão admissível para condições Acidentais é maior do que para condições Extremas, que é maior do que para as condições Operacionais. Em função da menor tensão admissível, os maiores fatores de utilização na região do topo ocorrem para condições Operacionais.

Comparando os SCRs com e sem revestimento LWC (Configurações 1 e 2), os fatores de utilização da Configuração 2 são muito próximos daqueles da Configuração 1. Isto mostra que a utilização de LWC com o comprimento adotado não modifica significativamente o desempenho do *riser* nas condições extremas. Porém, o LWC permitirá o aumento considerável da vida na fadiga, tal como mostrado por KARUNAKARAN [11], conforme será mostrado no próximo item.

Finalmente, a Configuração 3 apresentou fatores de utilização menores que a Configuração 2. Os fatores de utilização diminuiram de 3% a 7%. Com isto, mostra-se a influência da unidade flutuante no desempenho do *riser*. A plataforma com movimentos verticais (*heave*) menores mostrou-se mais vantajosa.

IV.3.2 Fadiga

O parâmetro para comparar o desempenho na fadiga das três configurações consideradas é a vida no TDP, que é o ponto mais crítico na análise de fadiga. Na Tabela 11, apresenta-se a vida no TDP para cada configuração. Nas Figura IV-17, Figura IV-18 e Figura IV-19, apresenta-se a vida à fadiga em cada uma das configurações ao longo do *riser*.

Tabela 11 – Vida à fadiga das configurações 1, 2 e 3.

Configuração	Vida no TDP (anos)
Conf. 1	117
Conf. 2	355
Conf. 3	1211

IV.3.2.1 Configuração 1

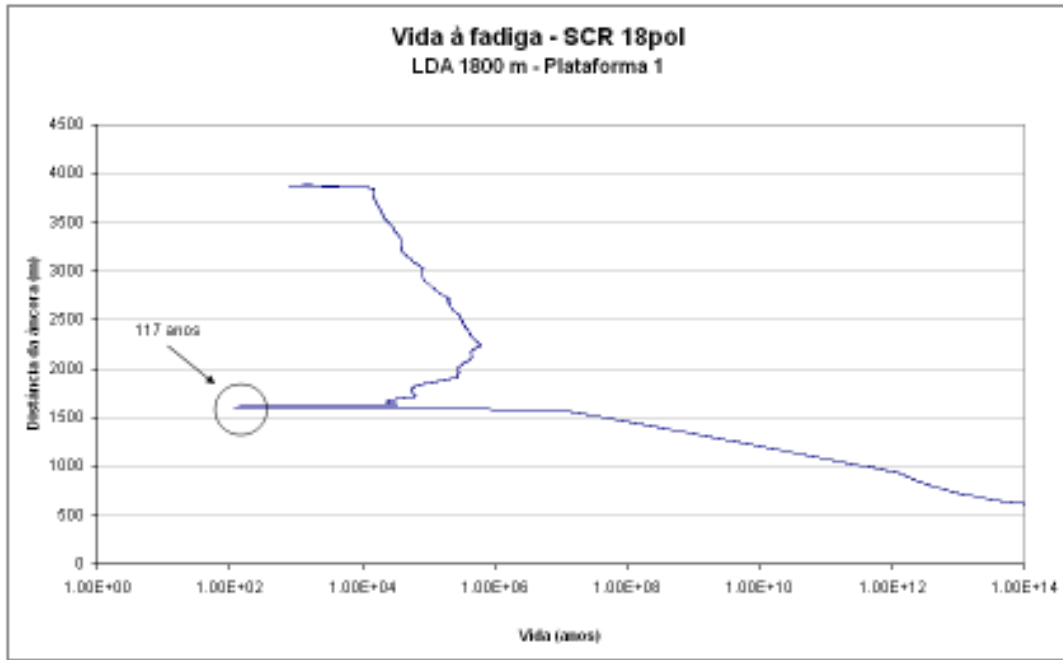


Figura IV-17 – Vida à fadiga – Configuração 1.

IV.3.2.2 Configuração 2

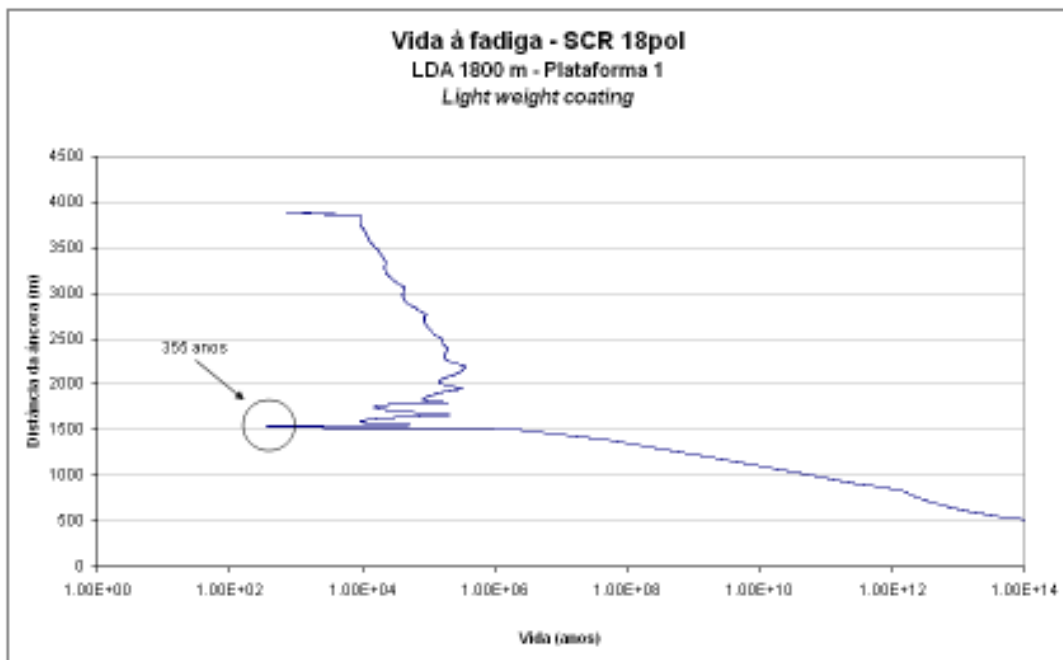


Figura IV-18 – Vida à fadiga – Configuração 2.

IV.3.2.3 Configuração 3

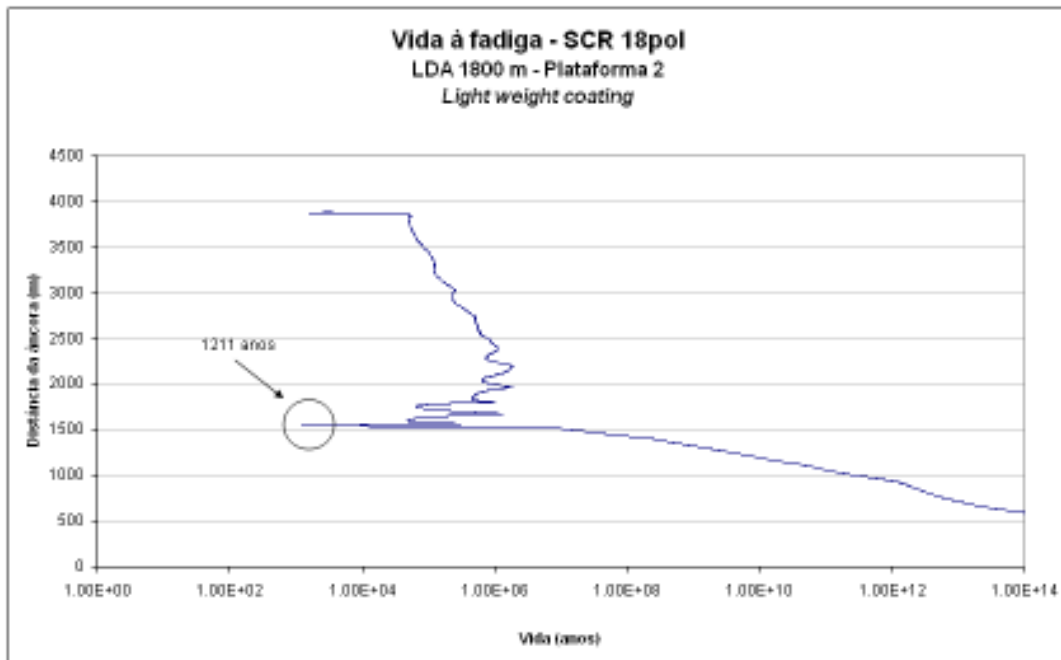


Figura IV-19 – Vida à fadiga – Configuração 3.

IV.3.2.4 Comentários

A utilização do *Light Weight Coating* na Configuração 2 resultou num ganho de 203% na vida à fadiga. Isto mostra a conveniência da utilização desta configuração no TDP, que é um dos pontos críticos da linha.

A Configuração 3, na qual utilizou-se uma plataforma com menores movimentos verticais (*heave*), deu como resultado um ganho de 241% de vida na fadiga. Isto mostra a influência da unidade flutuante no desempenho do *riser* na análise de fadiga.

CAPÍTULO V - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

V.1 Conclusões

Este trabalho teve como objetivo inicial exemplificar a metodologia de análise de uma linha rígida em catenária livre. Para tanto, introduziram-se alguns conceitos básicos para a avaliação estrutural de um *riser* rígido, tais como:

- Componentes de um *riser* rígido;
- Configurações dos *risers*;
- Tipos de plataformas;
- Condições ambientais;
- Critérios de colapso;
- Análises de tensões máximas e fadiga.

Outro dos objetivos foi mostrar a influência da unidade flutuante no desempenho estrutural da linha. Esta comparação foi feita entre as configurações 2 e 3. O *riser* conectado à Plataforma 2, que tem um nível de movimento vertical (*heave*) menor que a Plataforma 1, apresentou vida à fadiga maior e fatores de utilização menores nas condições extremas.

Finalmente, verificou-se a vantagem de utilizar a configuração de *Light Weight Coating* no TDP, de modo a aumentar a vida à fadiga, comparando-se as configurações 1 e 2.

V.2 Sugestões para trabalhos futuros

Tendo em vista os pontos anteriormente expostos, sugerem-se os seguintes tópicos para trabalhos futuros:

1. O comprimento do segmento em que se utiliza o *Light Weight Coating* poderia ser otimizado. Sugere-se fazer um estudo de sensibilidade da vida na fadiga com relação ao comprimento do LWC.

2. As análises foram feitas para um *riser* rígido atuando em condições típicas da Bacia de Campos. Para o Campo de Tupi, por exemplo, utiliza-se LDA maior, de 2200 m. Também, a unidade flutuante a utilizar seria uma FPSO ao invés de uma semi-submersível. Outras configurações, como *lazy wave* e *riser* vertical, deveriam ser investigadas.
3. O fenômeno de VIV foi visto indiretamente ao considerarmos segmentos com *strakes* na parte superior do *riser*. Como sugestão, poderia analisar-se o VIV para otimizar o uso dos *strakes*.
4. Neste trabalho, utilizou-se o harmônico equivalente para a composição do *offset* dinâmico. Sugere-se fazer análises aleatórias.

CAPÍTULO VI - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Pré-sal. Perguntas e respostas.** Petrobras. Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/presal/10-perguntas/>> Acessado em 19 de outubro de 2009.
2. **Anuário estatístico.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp> Acessado em 5 de outubro de 2009.
3. **Estatística de longo prazo da resposta aplicada à análise de risers metálicos.** Sousa, F. J. M., Tese de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
4. **Metodologia de análise de fadiga de risers rígidos no domínio da frequência com utilização de modelos hidrodinâmicos tridimensionais linearizados.** Dantas, C. M. S., Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
5. **Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)**, 1st ed., American Petroleum Institute, 1998.
6. **Integral buckle arrestors for offshore pipelines: Enhanced design criteria.** Lee L. H., Kyriakides S., Netto T. A., International Journal of Mechanical Sciences 50, 2008.
7. **Análise global de risers flexíveis para exploração offshore de petróleo e gás através de unidades flutuantes.**, Pereira, V. M. S., Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.
8. **Análise de Estruturas Esbeltas Offshore sujeitas a Vibrações Induzidas por Vórtices (VIV)**, Santos, C. M. P. M., dos, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

9. **Notas de Aula PRH 35, Mestrado e Doutorado**, Ellwanger, G. B., PEC-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.
10. **Tipos de plataformas**. Petrobras. Disponível em <http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm> Acessado em 10 de setembro de 2009.
11. **Weight-optimized SCRs for Deepwater Harsh Environments**, Karunakaran, D., Offshore Technology Conference, 2005.
12. **Simple rainflow counting algorithms**. Downing, S. D. and Socie, D. F., International Journal of Fatigue, January, 1982.
13. **POSFAL, Manual do Usuário**, Petrobras, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, SUPEN, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1999.
14. **Análise de Fadiga em Risers Rígidos Considerando a Variação de Parâmetros da Interação Solo Estrutura e Trincheiras**, Geaquinto, H. D., Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.
15. **DNV-RP-C203 – Fatigue Strength Analysis of Offshore Steel Structures**, Det Norske Veritas, Norway, October 2001.
16. **Roark's Formulas for Stress and Strain**, Young, W. C., Budynas, R.G., 2002., 7th edition, McGraw-Hill, New York, USA.
17. **Análise de Fadiga de Estruturas Metálicas com ênfase em Offshore**, Riva, I. dos R., Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
18. **ANFLEX, 2005. Análise não Linear de Risers e Linhas de Ancoragem. Manual de Entrada de Dados**, Versão 5.11, PETROBRAS / CENPES, Rio de Janeiro, RJ.

19. **Análise de Sistemas de Ancoragem de Plataformas Flutuantes**, Lacerda, T. A. G. de, Projeto de Graduação, Engenharia Civil, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
20. **Planejamento de Inspeções à Fadiga Baseado em Confiabilidade**, Sagrilo, L. V. S., Notas de Aula Confiabilidade Estrutural, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
21. **Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)**, 3rd edition, American Petroleum Institute, 1999.
22. **Vortex Induced Vibrations of Slender Marine Risers – Effects of Round-Sectioned Helical Strakes**, Lubbad, R. K., Loset, S., Gudmestad, O. T., Torum, A., Moe, G., Proceedings of the Sixteenth (2007) International Offshore and Polar Engineering Conference, Lisbon, Portugal, July 1-6, 2007.
23. **Metodologia de Análise de Stress Joint para Risers de Aço**, Bazán, F. A. V., Siqueira, M. Q., Lima, E. C. P., Siqueira, E. F. N., Proceedings of the XXIX Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering – CILAMCE 2008, Alagoas, Brasil, 2008.
24. **DNV-RP-F105 – Free Spanning Pipelines**, Det Norske Veritas, Norway, February 2006.
25. **Influência de parâmetros de solo sobre o raio de curvatura na região do TDP de risers flexíveis**, Sousa, F. J. M., Siqueira, M. Q., Ellwanger, G. B., Proceedings of the XXVI Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering – CILAMCE 2005, Espírito Santo, Brasil, 2005.
26. **Fatigue Handbook - Offshore Steel Structures**, Almar-Naes, A., 1985., Tapir, Norges Tekniske Högskoke, Trondheim, Norway.