

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

VICTOR ALEFF PONTES DOS SANTOS NASCIMENTO

**A INFLUÊNCIA DA FLEXÃO FORA DO PLANO NA VIDA À FADIGA DE LINHAS
DE ANCORAGEM**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Maceió
2018

VICTOR ALEFF PONTES DOS SANTOS NASCIMENTO

**A INFLUÊNCIA DA FLEXÃO FORA DO PLANO NA VIDA À FADIGA DE LINHAS
DE ANCORAGEM**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação
do curso de Engenharia de Petróleo da
Universidade Federal de Alagoas, como
requisito parcial para a obtenção do título de
Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobre Lages
Coorientadora: Prof.^a M.Sc. Michele Agra de
Lemos Martins

Maceió
2018

A minha mãe, Adriana.

AGRADECIMENTOS

Ao Deus e pai do meu Senhor Jesus Cristo, que antes mesmo da fundação do mundo, já havia preparado, com todo o carinho, tudo que diz respeito à minha vida e à piedade. Inefável é a gratidão ao ser que em todas as oportunidades se revela como um verdadeiro pai amoroso, cujo caráter é imutável. A Jesus Cristo, autor e consumidor da minha fé, a expressão exata do pai, e ao Espírito Santo, meu melhor amigo.

A minha mãe, Adriana, que, com todo esforço e renúncia, batalhou durante minha criação e formação para que eu tivesse um futuro de paz e sucesso. Agradeço por todo carinho, paciência, lágrimas, orações e principalmente por me revelar a Cristo, pelo seu exemplo de procedimento e amor.

A toda a minha família, base sólida para meu desenvolvimento pessoal e profissional, que sempre acreditou e apostou em mim.

Aos irmãos da Igreja Bíblica Glória de Cristo, por todo o apoio.

A todos os companheiros de graduação, que compartilharam esforços e alegrias, no decorrer de toda esta etapa, em especial a Amanda, Jacques, Pedro Henrique, e Ygor, que iniciaram e se formam juntos comigo.

A todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo por todos os ensinamentos, em especial a Michele Agra, por toda solicitude e generosidade no compartilhar de seus conhecimentos, por todas as oportunidades e incentivo como orientadora nos últimos três anos e sobretudo por todo exemplo de profissionalismo.

Ao professor Eduardo Nobre por toda disponibilidade e apoio na orientação do presente trabalho. Agradeço, ainda mais, por todos os ensinamentos transmitidos durante as disciplinas Resistência dos Materiais e Análise Estrutural de Sistemas Marítimos, disparadamente as melhores do curso, que confirmaram e intensificaram o meu apreço pela Engenharia Estrutural.

A Universidade Federal de Alagoas (UFAL), a Fundação Universitária de Desenvolvimento de Extensão e Pesquisa (FUNDEPES), e ao Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV).

“...Cristo, em quem todos os
tesouros da sabedoria e do
conhecimento estão ocultos.”

(Colossenses 2:2-3)

RESUMO

NASCIMENTO, V. A. P. S. A influência da flexão fora do plano na vida à fadiga de linhas de ancoragem. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia de Petróleo. Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2018.

O desenvolvimento das plataformas flutuantes de produção pode ser considerado como a principal solução tecnológica à produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultra profundas. Essas estruturas são caracterizadas por apresentarem certos graus de liberdade de movimentação, limitados por sistemas de ancoragem que devem garantir a manutenção do posicionamento para segurança das operações produtivas. As linhas de ancoragem são os elementos estruturais de amarração desses sistemas, e que realizando a conexão entre as fundações no leito marinho e a unidade flutuante, estão sujeitas aos mais diversos carregamentos ambientais, sendo solicitadas sobretudo por esforços axiais de tração, em virtude de sua esbeltez e flexibilidade. As linhas são, desta maneira, projetadas para suportar esse tipo de solicitação em magnitudes elevadas, de tal forma que a grande maioria das falhas são associadas à fadiga. Por este motivo, diversas recomendações normativas são disponibilizadas para tratar especificamente do estado limite de fadiga, o que promoveu grande progresso do nível de confiabilidade de projetos estruturais de linhas de ancoragem. Em contrapartida, nos últimos anos tem-se observado uma sucessão de falhas prematuras destes elementos. As análises de um dos incidentes revelaram o fenômeno da flexão fora do plano, responsável por diversas falhas prematuras de linhas de ancoragem por fadiga. Com o objetivo de avaliar a influência deste fenômeno no dano de linhas de ancoragem, o presente trabalho propõe um estudo comparativo entre duas metodologias de análise de vida à fadiga. A primeira delas, baseia-se nas principais recomendações normativas de projeto de linhas de ancoragem e considera exclusivamente carregamentos axiais de tração, enquanto que a segunda considera, além desses, os carregamentos de flexão fora do plano. Finalmente, a influência deste fenômeno pôde ser avaliada pela diferença entre as expectativas de vida à fadiga fornecidas por ambas as metodologias.

Palavras-chave: *Fadiga, Falhas, Flexão Fora do Plano, Linhas de Ancoragem.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Registro de ensaio para avaliação do efeito de tensões de flexão na vida à fadiga de elos de amarra.	4
Figura 2. Sistema <i>offshore</i> de exploração de petróleo.	6
Figura 3 – Tipos de plataforma fixa: autoelevável (a); plataforma de gravidade (b); jaqueta (c);	7
Figura 4 – Tipos de plataforma flutuante: <i>spar</i> (a), semissubmersível (b), TLP (c), FPSO (d).	8
Figura 5 - Sistema de ancoragem do tipo <i>spread mooring</i> (ancoragem distribuída), de uma semissubmersível.	9
Figura 6 – Elementos de conexão: <i>fairlead</i> (esquerda), <i>fairlead chain stopper</i> – FCS (centro), <i>Windlass</i> (direita).	9
Figura 7 - Linhas de ancoragem: amarra (esquerda), cabo de aço (centro), cabo sintético (direita).	10
Figura 8 – Linha de ancoragem <i>taut leg</i> : extremidades em amarra e seção central em cabo de poliéster.	11
Figura 9 – Componentes das amarras de ancoragem.	11
Figura 10 - Os principais carregamentos ambientais das estruturas <i>offshore</i>	13
Figura 11 – Representação da composição de ondas irregulares pela superposição de ondas regulares de Airy.	14
Figura 12 – Ilustração da obtenção dos parâmetros de onda no curto prazo.	15
Figura 13 – Ilustração do processo de modelagem estatística de ondas oceânicas.	16
Figura 14 – Diagrama de dispersão da bacia de Campos.	17
Figura 15 – Análise estática de um sistema <i>offshore</i>	19
Figura 16 – Modelo desacoplado para análise dinâmica de um sistema <i>offshore</i> pelo MEF.	20
Figura 17 – Determinação de estados de mar de projeto para avaliação estatística de longo prazo de resposta.	21
Figura 18 – Ilustração do processo de fadiga de materiais metálicos.	23
Figura 19 – Curvas S-N de liga de alumínio e aço baixo carbono.	24
Figura 20 – Estimativa do dano acumulado por fadiga pela regra de Palmgren-Miner.	26
Figura 21 – Tensão efetiva no curto prazo de uma linha de ancoragem.	26
Figura 22 – Fluxograma ilustrativo do roteiro de avaliação de vida à fadiga.	27
Figura 23 – Aplicação do algoritmo Rainflow.	28
Figura 24 – Incidentes (esquerda) e falhas (direita) por componentes.	29
Figura 25 – Ilustração de alguns dos incidentes estudados por Ma. et al (2013).	30
Figura 26 – FPS Girassol.	31
Figura 27 – Elos falhos das linhas de ancoragem da Boia Girassol.	31
Figura 28 – Flexão no plano e fora do plano dos elos de amarra.	32
Figura 29 – Rotação relativa entre elos de <i>top chains</i>	33
Figura 30 – Tensões OPB: <i>sliding mode</i> e <i>sticking mode</i>	33
Figura 31 – <i>Fairlead</i> de sete bolsos.	35
Figura 32 – Ângulo relativo ao <i>fairlead</i> (γ).	36
Figura 33 – Tensões de flexão obtidas por ensaios em escala completa e por simulação em elementos finitos.	38
Figura 34 – Modelo estático não linear de <i>top chain</i> por elementos de viga.	39
Figura 35 – Distribuição de FCT na superfície do elo de amarra sob carregamento TT de 2705 kN. É excluída a área de contato.	40
Figura 36 - <i>Hotspots</i> de fadiga de elo de amarra sob carregamentos TT, OPB e IPB.	40
Figura 37 – Configurações de conexão linha-embarcação.	42

Figura 38 – Fluxograma ilustrativo da metodologia adotada.	43
Figura 39 – Disposição das linhas de ancoragem.	45
Figura 40 – Modelo de FPS gerado no OrcaFlex©.	46
Figura 41 – Esquema ilustrativo da computação da rotação relativa no OrcaFlex©.	46
Figura 42 – Distribuição de probabilidades de estados de mar.	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros adimensionais do modelo de rigidez.....	38
Tabela 2 – Fatores de concentração de tensão (FCT).....	40
Tabela 3 – Características das linhas de ancoragem.....	44
Tabela 4 – Localização espacial das conexões da linha.	45
Tabela 5 – Ondas de curto prazo tomadas no exemplo 1.	47
Tabela 6 – Estados de mar de curto prazo tomados no exemplo 2.....	48
Tabela 7 – Comparação entre estimativas de vida à fadiga por diferentes metodologias.	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i>
BOMEL	<i>Billington Osborne-Moss Engineering Limited</i>
DDAF	<i>Damage Dynamic Amplification Factors</i>
DNV GL	<i>Det Norske Veritas Germanischer Lloyd</i>
ELA	Estado Limite Acidental
ELF	Estado Limite de Fadiga
ELU	Estado Limite Último
EUA	Estados Unidos da América
FPS	<i>Floating Production Systems</i>
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
IPB	<i>In Plane Bending</i>
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Project,</i>
LRFD	<i>Load and Resistance Factor Design</i>
MEF	Método dos Elementos Finitos
OPB	<i>Out of Plane Bending</i>
PSA	<i>The Petroleum Safety Authorities</i>
S-N	<i>Stress-Life</i>
TLP	<i>Tension Leg Platform</i>
WSD	<i>Working Stress Design</i>

LISTA DE SIMBOLOS

H_S	Altura significativa
d	Diâmetro nominal
Z_E	Eixo vertical da embarcação
η	Elevação da superfície livre de onda
γ	Fator de forma de JONSWAP ou ângulo relativo ao <i>fairlead</i>
ω	Frequência angular
ω_p	Frequência angular de pico
C	Matriz de amortecimento
M	Matriz de massa
K	Matriz de rigidez
M_{IPB}	Momento de interligação IPB
M_{OPB}	Momento de interligação OPB
M_{lim}	Momento limite de deslizamento
N	Número de ciclos
B	Parâmetro da curva S-N
m	Parâmetro da curva S-N
T_z	Período de cruzamento zero
T_p	Período de pico
S	Variação de tensão
σ	Tensão
T	Tração no <i>fairlead</i>
U_w	Velocidade do vento
\ddot{x}	Vetor aceleração dos graus de liberdade da estrutura
F	Vetor de forças atuantes
x	Vetor deslocamento dos graus de liberdade da estrutura
\dot{x}	Vetor velocidade dos graus de liberdade da estrutura

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Tema e Motivação	2
1.2	Objetivo Geral	2
1.3	Objetivos Específicos	2
1.4	Justificativas	3
1.5	Estrutura do Trabalho	5
2	SISTEMAS <i>OFFSHORE</i> DE EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO.....	6
2.1	Plataformas	7
2.2	Sistemas de Ancoragem.....	8
2.3	Linhas de Ancoragem	10
3	PROJETO DE LINHAS DE ANCORAGEM.....	12
3.1	Descrição das Ações Ambientais.....	13
3.1.1	Modelos Estocásticos de Ondas Oceânicas	13
3.2	Estimativa das Solicitações Ambientais	17
3.3	Metodologias de Análise Dinâmica.....	18
3.3.1	Metodologias Baseadas na Ação Ambiental Extrema.....	19
3.3.2	Metodologias Baseadas na Estatística de Resposta	20
3.4	Verificações de Estados Limites.....	21
4	ANÁLISE DE VIDA À FADIGA	23
4.1	Métodos de Previsão de Vida à Fadiga.....	24
4.2	Teorias de Acumulação de Danos	25
4.3	Técnicas de Contagem de Ciclos	26
5	O PROBLEMA DA FLEXÃO FORA DO PLANO	29
5.1	Histórico de Falhas Prematuras de Linhas de Ancoragem	29
5.2	Descrição do Fenômeno	31
5.3	A OPB no Projeto de Linhas de Ancoragem	34
5.3.1	Recomendações Normativas.....	34
5.3.2	Bureau Veritas NI 604 DT R00 E.....	35
5.4	Metodologia de Estimativa de Vida à Fadiga de Linhas de Ancoragem Considerando Carregamentos Combinados de Tensão e Flexão	41
6	APLICAÇÃO	44
6.1	Ferramentas Computacionais Utilizadas	44
6.2	Modelagem do Sistema de Ancoragem	44
6.3	Modelagem das Ações Ambientais	46
6.3.1	Exemplo 1	46
6.3.2	Exemplo 2	47
6.4	Resultados.....	48
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	50
7.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	50

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52
---	-----------

1 INTRODUÇÃO

A perfuração do primeiro poço comercial de petróleo no estado da Pensilvânia (EUA) em meados do século XIX fora a gênese da indústria petrolífera, que se consolidaria mundialmente no século seguinte. Inicialmente limitada a atividades em ambientes terrestres, tal indústria lançou-se ao mar a partir da descoberta de expressivos e promissores campos marítimos.

Associadas aos proventos das grandes reservas marítimas estão as dificuldades inerentes ao próprio ecossistema, que frente ao aporte tecnológico disponível na época, apresentavam-se como verdadeiros embargos às atividades produtivas. A consolidação da indústria *offshore* se condicionara, portanto, ao desenvolvimento de tecnologias que viabilizassem as atividades operacionais técnica e economicamente. O desenvolvimento de plataformas marítimas de produção foi, então, a pedra angular para a edificação da indústria *offshore*.

Concebidas a princípio como estruturas exclusivamente fixas, as plataformas marítimas eram incapazes de viabilizar a exploração de petróleo em águas profundas, sendo limitadas a lâminas d'água de pouco mais de 300 metros de profundidade. A solução se daria por conta da introdução de um novo conceito de estrutura marítima de produção, as plataformas flutuantes.

Tais estruturas se diferenciam daquelas fixas por apresentarem certos graus de mobilidade que as permitem se deslocar dentro de uma vasta região delimitada em projeto, na qual todas as operações podem ser desenvolvidas e realizadas em segurança. Os passeios das unidades flutuantes são restringidos por sistemas de ancoragem, que devem garantir a segurança da estrutura diante de quaisquer condições de carregamento.

Amparada pelas novas tecnologias e por uma comunidade científica de comprovada capacidade, a indústria *offshore* se consolidava mundialmente no final do século XX, de tal forma que em 2005, cerca de 32% da produção mundial de petróleo se realizava em ambientes marítimos, panorama pouco alterado até os anos atuais, como indicado em relatório da *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2016).

De toda forma, a produção de petróleo no mar exige a instalação de sistemas estruturais avançados, cuja complexidade se eleva com o incremento da profundidade da lâmina d'água. Desta maneira, a tarefa de projetar tais sistemas torna-se ainda mais complicada. Neste contexto se inserem as sociedades classificadoras como a Bureau Veritas (BV), *Det Norske Veritas Germanischer Lloyd* (DNV GL), e as organizações de normalização, das quais destaca-se o *American Petroleum Institute* (API) e a *Internacional Organization for Standardization* (ISO), que por meio de normas técnicas e recomendações práticas fornecem diretrizes para projeto de sistemas *offshore* de produção de petróleo.

No tocante ao projeto estrutural, tem-se que sua principal finalidade é garantir a funcionalidade da estrutura atendendo a critérios de equilíbrio, estabilidade, rigidez e resistência. Segundo o que sugere a teoria clássica das estruturas, as etapas de um projeto estrutural podem ser resumidas em: concepção de esquema estrutural, descrição das ações, análise estrutural, verificações e detalhamento.

1.1 Tema e Motivação

Denomina-se análise estrutural como o a etapa de projeto na qual se realiza a previsão do comportamento do esquema estrutural representativo da estrutura real. O processo de descrição detalhada das ações externas atuantes sobre a estrutura tem influência direta na qualidade da análise, sendo assim, de grande relevância em projeto.

As estruturas *offshore* estão submetidas, em geral, aos seguintes carregamentos: cargas permanentes, cargas ambientais, cargas operacionais, cargas acidentais, cargas de construção e instalação. Dentre estes destacam-se os carregamentos ambientais, por suas magnitudes e variabilidades. Os fenômenos mais relevantes às estruturas *offshore* são o vento, as correntes e as ondas (Figura 10), sendo os dois últimos de incidência direta sobre as linhas de ancoragem, elementos estruturais de amarração dos sistemas de ancoragem de unidades flutuantes, que podem ser confeccionadas em cabos de aço, cabos sintéticos ou amarras (correntes).

Apesar de sujeitas às ações diretas de ondas e correntes, as linhas de ancoragem pouco são solicitadas transversalmente, por serem esbeltas e flexíveis, sendo então concebidas em projeto para suportar, essencialmente, cargas de tração, que atingem valores elevados devido ao peso próprio e ao tracionamento provocado pela unidade flutuante, que possui parcelas estáticas e dinâmicas. Outro aspecto relevante ao projeto de linhas é a verificação da resistência à fadiga durante sua vida útil.

Embora sempre conectadas em posição fixa, as diferentes características inerciais e de resposta aos carregamentos, observadas entre linha e embarcação, provocam movimentos relativos de maneira tal que, modos de flexão e outros carregamentos são impostos à terminação superior da linha. Em se tratando de amarras, a movimentação relativa entre linha e embarcação pode gerar intensas rotações relativas entre elos adjacentes, que associadas a altos níveis de pré-tracionamento podem provocar o fenômeno da flexão fora do plano (*out-of-plane bending* – OPB), que ocorrendo de maneira cíclica pode desencadear falhas completas dos elos por fadiga.

1.2 Objetivo Geral

Este trabalho objetiva estudar e implementar uma metodologia capaz de avaliar e quantificar o efeito de fadiga combinado, sob carregamentos de tração, flexão no plano e flexão fora do plano verificados em linhas de ancoragem de sistemas *offshore*, como também avaliar a influência da flexão fora do plano na vida à fadiga desses elementos estruturais.

1.3 Objetivos Específicos

- Estudar as principais recomendações normativas para análise de fadiga de linhas de ancoragem;
- Contribuir com informações relevantes do fenômeno da flexão fora do plano e sua inclusão no projeto de linhas de ancoragem;
- Desenvolver ferramenta computacional para estimativa de vida útil à fadiga de linhas de ancoragem sob carregamento combinado de tração, flexão no plano e fora do plano;

- Avaliar a influência da flexão fora do plano na vida à fadiga de linhas de ancoragem.

1.4 Justificativas

Para garantir a segurança das operações produtivas desenvolvidas pela utilização de unidades flutuantes, é imprescindível que as mesmas sejam mantidas dentro de determinados limites de deslocamentos, assegurados pelas linhas de ancoragem. Qualquer movimento não planejado, além da região de deslocamento seguro determinada em projeto, pode representar uma ameaça às unidades adjacentes, aos equipamentos, ao meio ambiente e à tripulação. Desta maneira, a manutenção da integridade de linhas se torna essencial para o desenvolvimento de campos marítimos de petróleo.

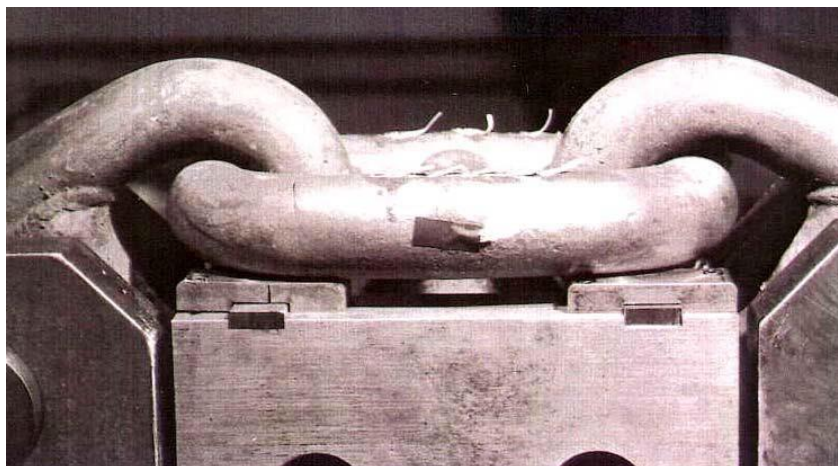
Observa-se, nas últimas décadas, que as colaborações da academia, da indústria e de sociedades de classificação mundial, têm contribuído para o desenvolvimento de projeto de sistemas de ancoragem cada vez mais confiáveis, cujas falhas são normalmente associadas a circunstâncias ambientais inesperadas, danos acidentais, defeitos de fabricação, instalações incorretas e erros de projeto.

Apesar do expressivo desenvolvimento das metodologias de projeto de sistemas de ancoragem, nos últimos anos tem-se observado uma elevada recorrência de falhas prematuras de linhas de ancoragem até mesmo em projetos realizados sob as recomendações e padrões técnicos estabelecidos pelas principais instituições internacionais de normalização como API e DNV GL, como indicado por Ma et al. (2013), Kvitrud (2014) e Berthelsen (2017). Toda esta conjuntura tem levantado a necessidade de revisão das metodologias clássicas de projeto de sistemas de ancoragem, dentre as quais se destacam a API-RP-2SK (API, 1997) e a DNV-OS-E301 (DNV, 2010).

Dentre os principais agentes causadores das falhas ocorridas está a flexão fora do plano, que tem atraído cada vez mais a atenção da indústria como um modo de falha de amarras de ancoragem. Tal fenômeno foi identificado e definido primeiramente por Melis et al. (2005), após análise das falhas prematuras de linhas de ancoragem de sistema *offshore* instalado no campo Girassol, na costa angolana.

Os estudos que conduziram o entendimento inicial da OPB se desenvolviam antes mesmo da definição formal do fenômeno em 2005. A *Billington Osborne-Moss Engineering Limited* (BOMEL), ainda nos anos 90, capitaneou estudos nos quais foi avaliada a redução de vida à fadiga de elos de amarra em contato com *fairleads* (Figura 31), pelo surgimento de tensões de flexão dos mesmos (BOMEL, 1992). A Figura 1 ilustra o esquema de ensaios dos estudos realizados pela BOMEL, os quais contribuíram para a adoção de fatores de concentração de tensão (FCT) para elos em contato com *fairlead* pela API-RP-2SK e DNV-OS-E301. Uma década depois, Vargas et al. (2004) apresentaram estudo no qual os FCT da DNV-OS-E301 são questionados, para aplicações em *fairleads* de sete bolsos (Figura 31).

Figura 1 – Registro de ensaio para avaliação do efeito de tensões de flexão na vida à fadiga de elos de amarra.



Fonte: BOMEL (2013).

Seguindo a definição formal da OPB por Melis et al. (2005) que, baseados em resultados experimentais, forneceram uma lei de rigidez interligação, isto é, a relação matemática entre tensões de flexão, ângulo de interligação entre elos e tensão da amarra; diversos trabalhos foram desenvolvidos com intuito de entender melhor e difundir o conhecimento a respeito do referido fenômeno. Destacam-se, entre eles, alguns projetos colaborativos (*Joint Industry Projects - JIP*), que envolveram instituições como a Ab Consulting, Bureau Veritas, Chevron e SBM *Offshore*.

Vargas e Jean (2005) propuseram uma metodologia numérica, pelo Método dos Elementos Finitos, para obtenção da lei de rigidez de interligação, cujos resultados foram comparados aos obtidos empiricamente por Melis et al. (2005). Similarmente, Jean et al. (2005) apresentam a lei de rigidez de interligação juntamente com uma breve metodologia para avaliação de dano à fadiga de linhas de ancoragem. Rampi e Jean (2006) apresentam a primeira validação laboratorial do desempenho da avaliação da fadiga OPB, em que as relações empíricas apresentadas por Vargas e Jean (2005) e Jean et al. (2005) são comparadas com a obtenção de tensões OPB por metodologias mistas.

Tais trabalhos citados, compõem a base teórica para o desenvolvimento da *Guidance Note* NI 604 DT R00 E (Bureau Veritas, 2014), única recomendação normativa que fornece diretrizes específicas para avaliação de vida à fadiga de amarras de ancoragem, considerando carregamentos combinados de tração e flexão.

Entre os primeiros trabalhos publicados nos quais um determinado sistema de ancoragem foi avaliado por metodologias de avaliação de resistência à fadiga que consideram carregamentos combinados de tração e flexão, têm-se os trabalhos de Hwang (2012) e Kim et al. (2018). Este último apresenta estudo da ancoragem de um FPSO, avaliado por metodologia de análise desacoplada, no qual os deslocamentos da embarcação são calculados pela interação com o ambiente e linhas de ancoragem avaliadas por método quasi-estático. Foi observado, no trabalho, que, os danos por fadiga considerando cargas de tração e flexão são aproximadamente 4 a 5 vezes superiores aos danos considerando apenas cargas de tração.

Embora se tenha a disponibilidade de diversos trabalhos já publicados, observa-se que ainda há uma lacuna na literatura científica existente sobre como resolver tal problema, o que se confirma pela falta de diretrizes específicas em normas técnicas, e somente uma nota de recomendação, a BV NI 604 (Bureau Veritas, 2014).

Diante da lacuna científica existente e da gravidade do problema, que pode afetar decisivamente a segurança das operações produtivas *offshore*, o presente trabalho propõe uma metodologia de análise de vida à fadiga de linhas de ancoragem sob carregamento combinado de tração, flexão no plano e fora do plano, baseada na BV NI 604 (Bureau Veritas, 2014). Apresentam-se, ainda, exemplos de avaliações estruturais de sistemas de ancoragem, nos quais a influência da flexão fora do plano na redução de vida útil à fadiga de linhas de ancoragem é analisada.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho é composto em sete capítulos, sendo esta introdução o primeiro deles, que expõe o contexto de inserção do trabalho, bem como seu tema, motivação, objetivos, justificativas e estrutura.

O Capítulo 2 apresenta alguns dos fundamentos básicos dos sistemas *offshore* de exploração de petróleo, abordando alguns de seus elementos: plataformas, sistemas de ancoragem e linhas de ancoragem. Tal capítulo objetiva fornecer parte dos subsídios necessários para entendimento da temática abordada no trabalho.

O Capítulo 3 traz uma visão geral a respeito das metodologias de projeto de linhas de ancoragem, apresentando resumidamente seus aspectos principais.

O Capítulo 4 apresenta uma síntese da teoria de análise de vida à fadiga, que se aplica ao projeto de linhas de ancoragem, na verificação do estado limite de fadiga.

O Capítulo 5 apresenta a problemática da flexão fora do plano, descrevendo o fenômeno e apresentando suas relações com o projeto de linhas de ancoragem. Neste capítulo, apresenta-se ainda a metodologia de análise de vida à fadiga de linhas de ancoragem, adotada no trabalho, que considera tração e flexão fora do plano como carregamentos.

O Capítulo 6 apresenta dois exemplos de aplicação da verificação do estado limite de fadiga de linhas de ancoragem por metodologias que consideram exclusivamente os carregamentos de tração e outra que inclui também a flexão fora do plano. Os resultados foram comparados, e a influência da flexão fora do plano na expectativa de vida de fadiga de linhas de ancoragem foi avaliada.

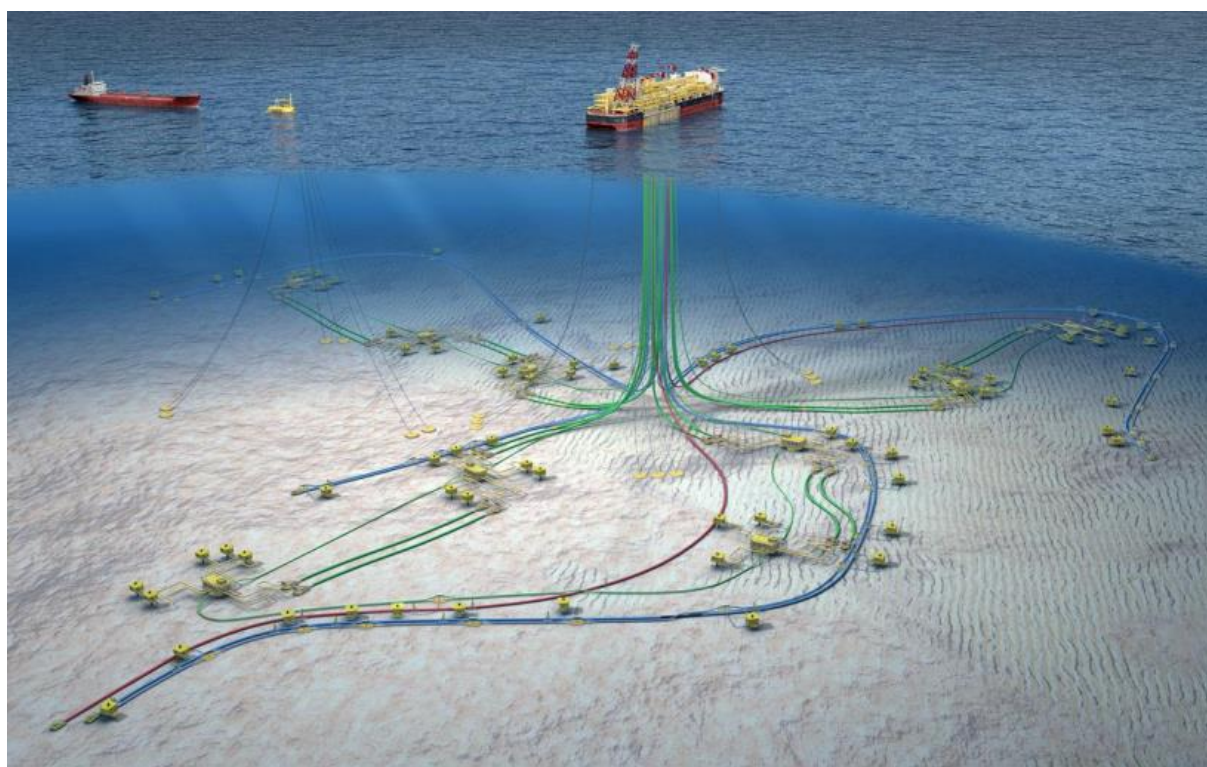
O Capítulo 7 apresenta as considerações finais do estudo, com comentários sobre os resultados e sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS *OFFSHORE* DE EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO

Tendo em vista a exposição de parte dos subsídios necessários para entendimento da temática abordada, isto é, a análise de fadiga de linhas de ancoragem, faz-se necessária a apresentação de alguns dos fundamentos básicos dos sistemas *offshore* de exploração de petróleo, o que se realiza na atual seção.

Denomina-se por sistemas *offshore* de exploração de petróleo, todos os conjuntos de equipamentos e estruturas, concebidos para promover a produção de petróleo em ambientes oceânicos. Tais sistemas, reconhecidos por suas complexidades usuais, podem ser subdivididos em: plataformas, sistemas de ancoragem, linhas de produção, poços, planta de produção, equipamentos submarinos e outros sistemas de apoio, tais como aqueles aplicados às operações de armazenamento e transporte dos volumes produzidos (*offloading*). A Figura 2 apresenta a ilustração de um sistema *offshore* real, instalado para desenvolvimento do campo de Dália, localizado no bloco 17, a 135 km da costa angolana.

Figura 2. Sistema *offshore* de exploração de petróleo.



Fonte: Offshore Magazine (2013).

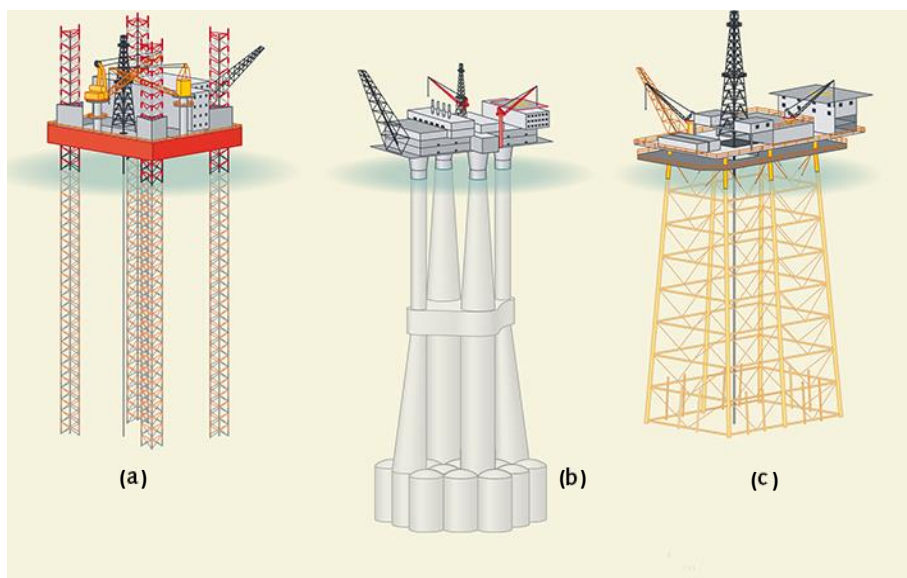
Quanto às linhas de produção, entende-se que são as estruturas tubulares responsáveis pela comunicação de fluxo de produção entre a cabeça do poço e unidades de produção, que segundo suas disposições no sistema podem ser classificadas em *jumpers*, *flowlines* e *risers* (seções suspensas, sujeitas a carregamentos dinâmicos de ondas, correntes e tracionamento promovido pela unidade flutuante, análogas às linhas de ancoragem). A seguir serão detalhadas as plataformas e sistemas de ancoragem. Os demais componentes dos sistemas *offshore* não se incluem no escopo do atual trabalho.

2.1 Plataformas

O desenvolvimento e a consolidação da indústria *offshore* se confunde à evolução das unidades marítimas de produção e exploração de petróleo, isto é, plataformas petrolíferas. O que se considera como o início da produção de petróleo *offshore* ocorria na Califórnia, Estados Unidos, em 1896. A uma distância de 15 metros da praia, produzia-se petróleo em uma lâmina d'água de cerca de 6 metros, com uma estrutura formada por um conjunto de cavaletes instalados a partir de uma estação em terra. Tratava-se, então, de uma adaptação precária das condições *onshore* para o ambiente marítimo, o que não caracterizava o surgimento de um novo paradigma tecnológico. Somente no ano de 1947, no estado da Louisiana, Estados Unidos, se instalava a primeira plataforma marítima independente, denominada Kermac 16, a cerca de 12 milhas da costa, numa lâmina d'água também de 6 metros. Tal estrutura possuía cerca de 21,5 por 11,5 metros, sendo cravada ao leito marinho por 16 colunas de concreto e ferro. Surgia assim, um novo paradigma tecnológico que contribuiria decisivamente ao progresso da indústria *offshore* (Ortiz Neto e Shima, 2008).

A partir de então, a progressão tecnológica dos sistemas *offshore* se dava, principalmente, pelo desenvolvimento de novos conceitos de plataformas fixas de petróleo que tornassem possível a produção de petróleo em condições ambientais severas em lâminas d'água cada vez mais profundas. Atualmente dispõe-se de diversas configurações de plataformas fixas, tais como as plataformas de gravidade, as autoeleváveis e as jaquetas, ilustradas na Figura 3.

Figura 3 – Tipos de plataforma fixa: autoelevável (a); plataforma de gravidade (b); jaqueta (c);



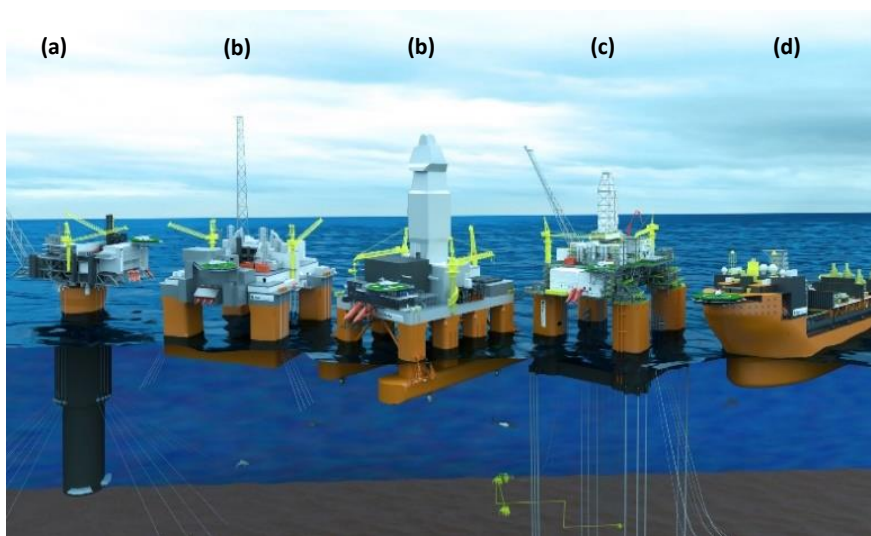
Fonte: World Ocean Review (2014).

O desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e perfuração em ambientes marítimos proporcionou o descobrimento de grandes reservas de hidrocarbonetos em águas profundas, que não podiam ser desenvolvidas economicamente pelas plataformas fixas de produção, que embora capazes de suportar as mais severas solicitações impostas por ambientes marítimos hostis, são limitadas técnica e economicamente a lâminas d'água de pouco mais de 300 metros. Este gargalo tecnológico foi então dissolvido pela introdução de um novo

paradigma de sistemas oceânicos de exploração de petróleo, os sistemas flutuantes de produção (*floating production systems* – FPS), representado na Figura 2. Atualmente encontram-se registros de produção de petróleo por FPS até em lâminas d'água de cerca de 3000 metros de profundidade.

FPSs são identificados por empregarem unidades de produção flutuantes que apresentam certos níveis de complacência às ações ambientais, com liberdade de movimentação horizontal (*surge, sway*) na ordem de 10% da lâmina d'água. Alguns dos tipos de plataformas flutuantes existentes são: FPSO (*floating production storage and offloading*), TLP (*tension leg platform*), semissubmersível, *spar* e monocoluna, como ilustrados na Figura 4.

Figura 4 – Tipos de plataforma flutuante: *spar* (a), semissubmersível (b), TLP (c), FPSO (d).



Fonte: Aker Solutions (2018).

2.2 Sistemas de Ancoragem

Como mencionado, os sistemas *offshore* consistem em complexos conjuntos de estruturas e equipamentos pelos quais se realizam as atividades de produção de petróleo em ambientes marítimos. Os sistemas flutuantes, por suas características, devem possuir mecanismos para garantir a manutenção das unidades flutuantes dentro de uma região onde todas as operações produtivas podem se realizar normalmente sem oferecer riscos à segurança das instalações, tripulação e meio ambiente. Tal região é especificada em projeto, levando em conta, sobretudo, as características e configurações dos *risers*, que independentemente das condições ambientais, devem ser mantidos íntegros e sob condições de escoamento normal. Para este propósito utilizam-se sistemas de ancoragem, que podem ser definidos como o conjunto de elementos estruturais concebidos de modo a proporcionar ao sistema *offshore* a capacidade da manutenção da posição de uma unidade flutuante dentro da região segura determinada em projeto. A Figura 5 apresenta a ilustração de um sistema de ancoragem típico.

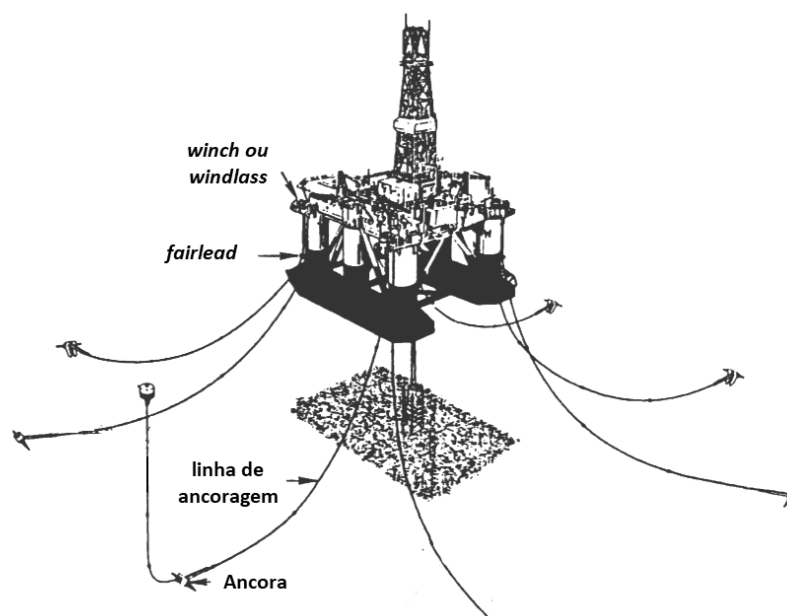
Os sistemas de ancoragem podem ser subdivididos em:

- Elementos de conexão: compõem a interface entre sistema de ancoragem e unidade flutuante, promovendo a vinculação adequada entre linhas e embarcação. Como

exemplo desses elementos tem-se *fairleads*, *chain stoppers*, *chainhawsers*, *winches* e *windlass*, que normalmente são utilizados de maneira associada (Figura 6). Não se incluem na presente classificação proposta, outros elementos como *swivel* (destorcedor), *shackle* (manilhas), que realizam conexões internas aos sistemas de ancoragem, isto é, entre dois de seus elementos.

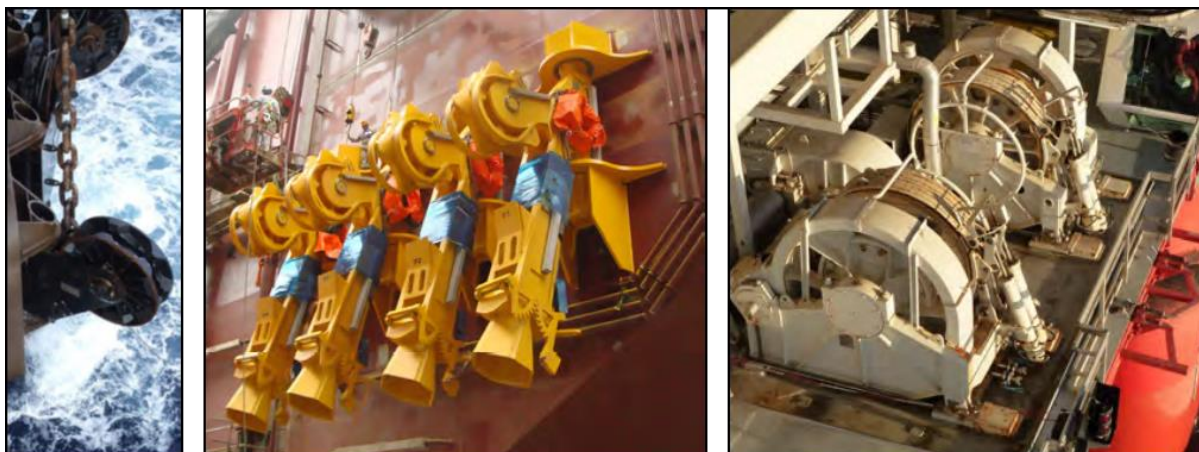
- Elementos de fundação: são os apoios estruturais do sistema de ancoragem que atuam na restrição dos movimentos do trecho inferior da linha de ancoragem, transmitindo assim, seus carregamentos. Entre os elementos de fundação de sistemas de ancoragem destacam-se estacas e âncoras.
- Elementos de amarração: são as linhas de ancoragem, que por se tratarem do objeto de estudo do trabalho, serão detalhadas a seguir.

Figura 5 - Sistema de ancoragem do tipo *spread mooring* (ancoragem distribuída), de uma semissubmersível.



Fonte: adaptado de API (1997)

Figura 6 – Elementos de conexão: *fairlead* (esquerda), *fairlead chain stopper* – FCS (centro), *Windlass* (direita).



Fonte: adaptado de Offshore Magazine (2013).

2.3 Linhas de Ancoragem

Reconhecidas como elementos estruturais de amarração, as linhas de ancoragem são dedicadas à conexão da unidade flutuante ao leito marinho, atuando de maneira direta na restrição dos deslocamentos da embarcação pelas forças elásticas resultantes de suas deformações, provocadas por tais deslocamentos.

Segundo critérios econômicos e funcionais tais como custo, resistência, e rigidez de amarração da unidade flutuante, as linhas de ancoragem podem ser compostas por materiais como amarras, cabos de aço e cabos sintéticos, normalmente de poliéster ou poliamida (Figura 7).

Figura 7 - Linhas de ancoragem: amarra (esquerda), cabo de aço (centro), cabo sintético (direita).

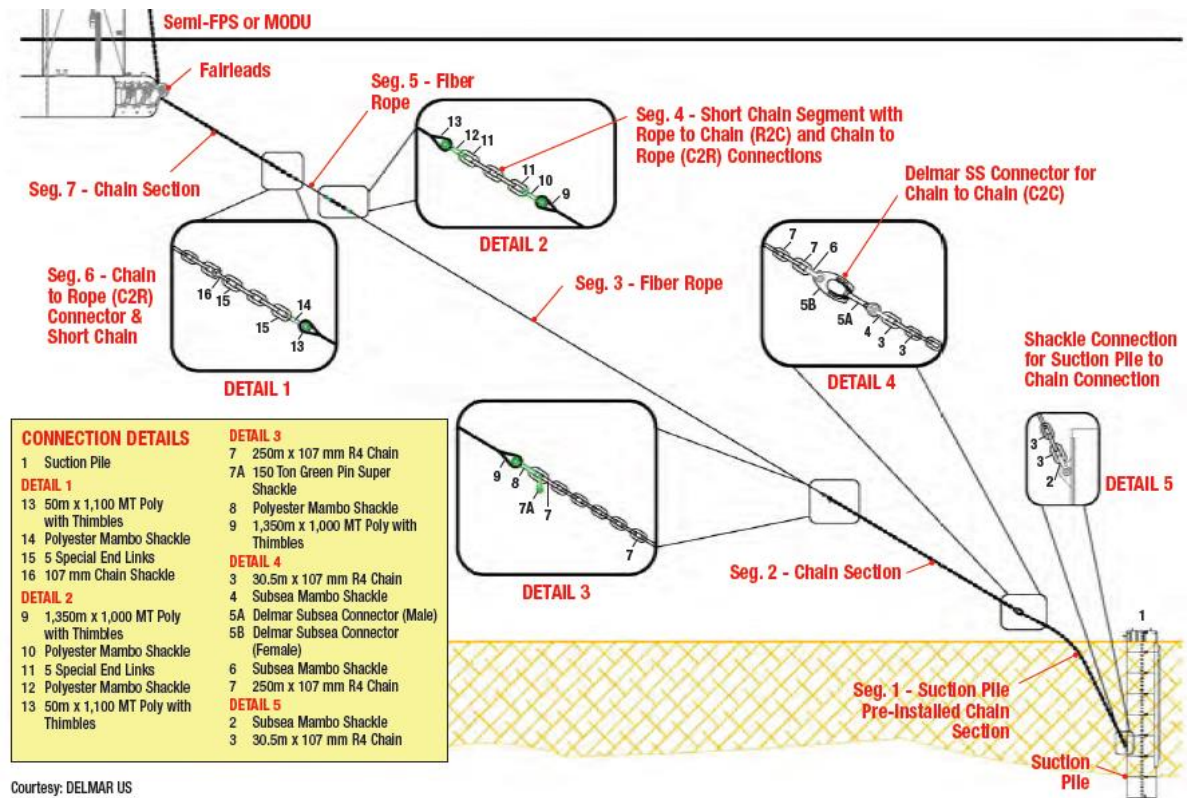


Fonte: Qingdao Anchor Chain Co., LTD (2018); Marine Technology (2013); ABC Moorings (2018).

Embora seja possível a construção de uma linha em material único, a composição mais convencional se dá pela associação de dois tipos de materiais: trechos em amarra nas extremidades, e um trecho central de algum tipo de cabo. A extremidade inferior que sofre pelo desgaste da conexão com a fundação, dependendo da configuração geométrica da linha, pode ser submetida a curvaturas significativas e ao atrito com o solo. A seção superior é ainda mais crítica, uma vez que os movimentos relativos entre linha e embarcação provocam modos de flexão variados e outros carregamentos. Devem ser considerados ainda o intenso desgaste pelo atrito com os elementos de conexão, e a corrosão dos materiais metálicos. Desta maneira, a utilização de amarras nas extremidades da linha se torna indispensável, pela larga superioridade do material em relação aos demais na resistência à abrasão. Todavia, a utilização deste material em toda a linha se torna inadequada, devido à sua elevada razão peso/resistência, que segundo Kawasaki (2010), é de 3 a 5 vezes maior que a de cabos de aço e cerca de 30 vezes superior à de cabos sintéticos, o que pode comprometer a flutuabilidade da unidade flutuante, bem como gerar tensões elevadas no topo, devido ao peso da linha. A Figura 8 exibe o esquema de uma linha de ancoragem típica composta por amarra e cabos sintéticos.

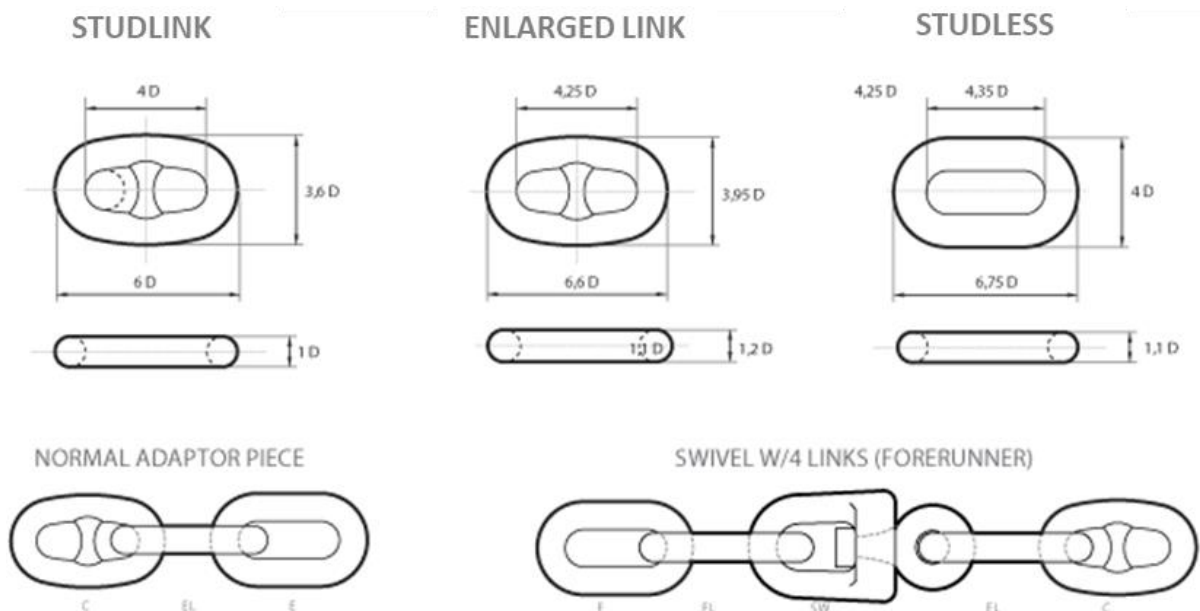
Atualmente tem-se a disponibilidade no mercado de amarras em três configurações de elos distintas: *studlink* (elos com malhete), *studless* (elos sem malhete), *enlarged link* (elos estendidos com malhete), para variados graus de aço e diâmetros nominais (diâmetros das barras de aço geradoras), conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 8 – Linha de ancoragem *taut leg*: extremidades em amarra e seção central em cabo de poliéster.



Fonte: Offshore Magazine (2013).

Figura 9 – Componentes das amarras de ancoragem.



Fonte: SOTRA (2018).

3 PROJETO DE LINHAS DE ANCORAGEM

O desenvolvimento econômico de campos de petróleo situados em ambientes marítimos de águas profundas é atualmente um dos mais extraordinários tipos de empreendimentos da engenharia, e envolve especialistas das mais diversas áreas de conhecimento. No tocante ao projeto dos sistemas estruturais, identificam-se inúmeras variáveis que representam as possibilidades de execução disponíveis, o que torna a atividade altamente complexa e delicada, sendo considerados os custos e os riscos existentes. Como em qualquer área da engenharia, o objetivo é, então, alcançar a melhor relação entre dois aspectos de projeto normalmente antagônicos, a saber, custo e confiabilidade, considerando ainda, é claro, os aspectos funcionais do empreendimento.

Nos dias atuais, a elaboração de tais projetos se realiza normalmente segundo critérios bem definidos e difundidos na indústria sobretudo por recomendações normativas de sociedades de classificação mundial. Dentre as principais recomendações disponíveis destacam-se os documentos DNV-OS-F201 (DNV GL, 2010), DNV-RP-C205 (DNV GL, 2010), API-RP-2A-WSD (API, 2014), API-RP-2SK (API, 1997) e API-RP-2T (2010), que representam um consenso da indústria para projetos de sistemas *offshore*.

Seguindo a sequência sugerida pela teoria clássica das estruturas, as metodologias de projeto de sistemas de ancoragem, de maneira geral, resumem-se em:

- Conceção: consiste na fase inicial de projeto na qual se é definido o esquema estrutural preliminar que será submetido às etapas seguintes. Ainda neste estágio, realizam-se verificações estruturais e funcionais preliminares;
- Descrição das ações: tendo por consideração um sistema estrutural determinado, definem-se, nesta etapa, as ações externas incidentes sobre ele durante toda sua existência. Conforme mencionado, tem-se que ações ambientais indiretas são as mais relevantes no projeto de linhas de ancoragem, que constituídas por processos aleatórios, tornam esta etapa bastante delicada;
- Estimativa de solicitações: neste estágio são estimadas as forças induzidas pelas ações ambientais previamente modeladas;
- Análise estrutural: nesta etapa, avalia-se a resposta estrutural frente as solicitações ambientais definidas;
- Verificações e detalhamento: adotam-se critérios técnicos para verificação da qualidade e viabilidade do esquema estrutural concebido, com base nos parâmetros de resposta obtidos na análise estrutural.

Na sequência do capítulo serão abordados com mais detalhes alguns dos principais aspectos destes estágios.

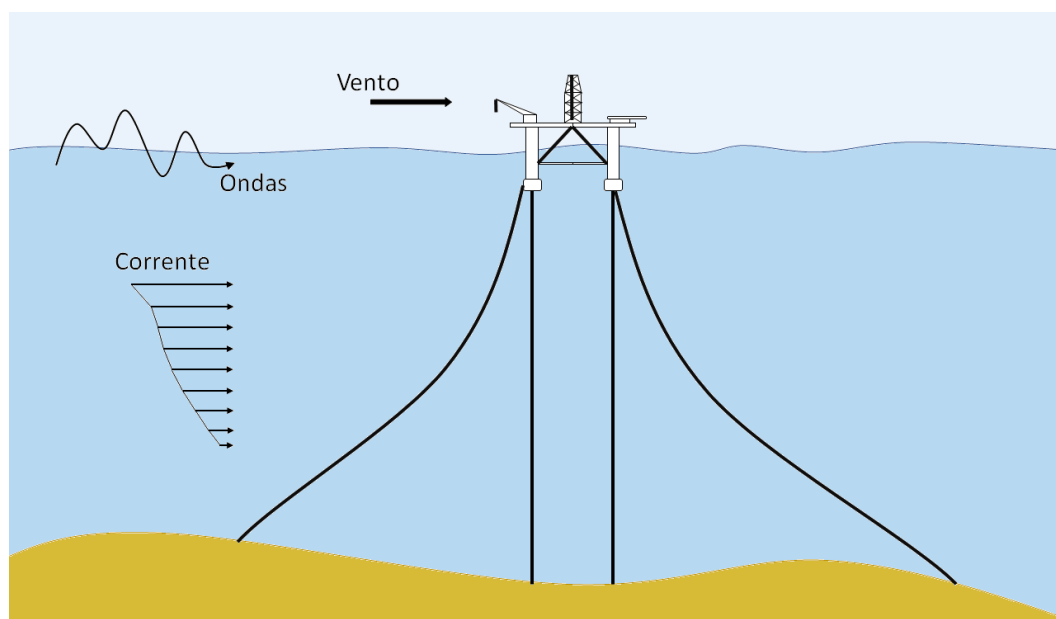
3.1 Descrição das Ações Ambientais

Como sabido, tanto a qualidade quanto a confiabilidade de um projeto estrutural são fortemente condicionadas à precisão da descrição dos carregamentos, uma vez que a estrutura será definida de modo a resisti-los sem qualquer comprometimento à sua funcionalidade e integridade. Desta maneira, a seguinte seção visa abordar resumidamente, alguns dos aspectos principais da descrição das ações ambientais, os principais carregamentos atuantes sobre linhas de ancoragem.

Os fenômenos ambientais mais relevantes ao projeto de estruturas marítimas são as ondas, o vento e a correnteza (Figura 10), que por apresentarem natureza estocástica, não podem ser determinados rigorosamente. Desta maneira, tais carregamentos são normalmente tratados por modelos probabilísticos, aplicados conservadoramente de modo a fornecer estimativas razoáveis e suficientes para garantir a confiabilidade requerida no projeto.

Observa-se, facilmente, que os referidos fenômenos ambientais não são estacionários em longos períodos de tempo, entretanto em curtos prazos verificam-se características de estacionariedade tais, que tornam razoável sua representação por processos estocásticos gaussianos (de média zero), como indicado na DNV-RP-C205 (2010).

Figura 10 - Os principais carregamentos ambientais das estruturas *offshore*



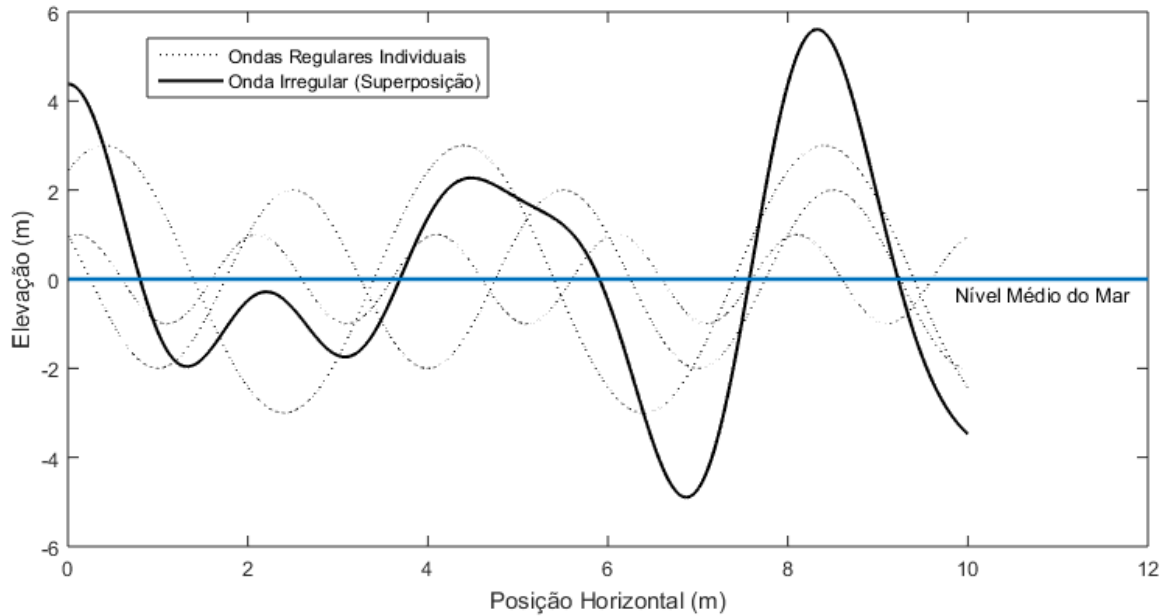
Fonte: Autor (2018).

3.1.1 Modelos Estocásticos de Ondas Oceânicas

Ondas regulares, isto é, com características bem definidas e constantes ao longo do tempo, tomadas individualmente, não representam bem a realidade das ondas oceânicas, melhores representadas por modelos de ondas irregulares, cujas propriedades como altura, comprimento e período são variáveis. Entretanto, o estudo de teorias determinísticas de ondas regulares é de grande importância na descrição das ondas oceânicas aleatórias, pois estas são modeladas como superposições lineares daquelas regulares, conforme ilustrado na Figura 11.

Dentre as principais teorias determinísticas de ondas regulares, destacam-se a teoria linear de Airy, que assume a onda como perfeitamente senoidal, e a teoria de *Stokes*, que incorpora não linearidades de diversas ordens. O detalhamento das teorias de ondas regulares pode ser encontrado em Chakrabarti (2005) e na DNV-RP-C205 (2010).

Figura 11 – Representação da composição de ondas irregulares pela superposição de ondas regulares de Airy.



Fonte: Autor (2018).

A caracterização estatística de ondas oceânicas se dá pela utilização de ondógrafos, instrumentos sensores instalados na região de interesse que registram e transmitem, *in situ*, as elevações da superfície livre do mar (η), bem como as direções principais de incidência. Obtém-se, assim, uma série temporal de longo prazo da elevação da superfície do mar. Desta grande série temporal não estacionária, tomam-se séries temporais de curto prazo (Figura 12), normalmente tratadas como processos aleatórios estacionários gaussianos, caracterizados por uma função de densidade espectral cujos parâmetros são a altura significativa (H_s) e período de cruzamento zero (T_z) (Sousa, 2005).

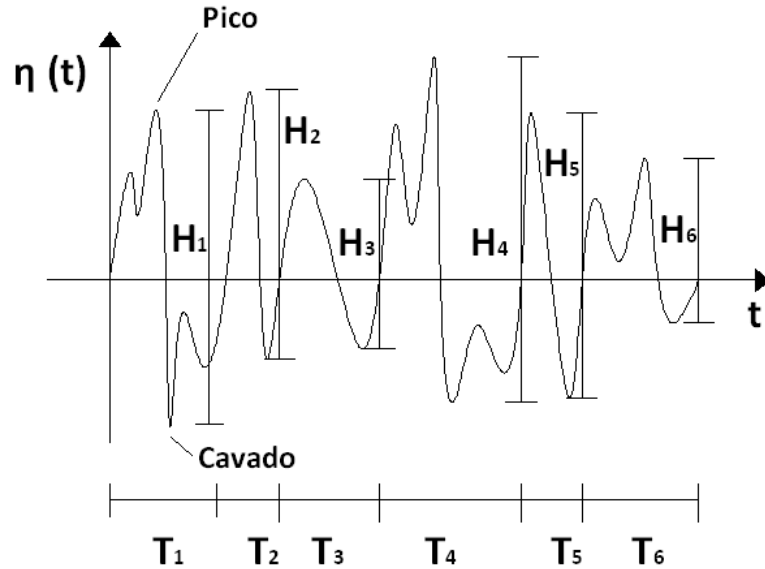
A obtenção de tais parâmetros se dá conforme ilustrado na Figura 12, na qual uma variação temporal das elevações da superfície do mar é representada. Identificam-se inicialmente as ondas individuais utilizando, por exemplo, o método dos zeros ascendentes, que subdivide a série temporal de curto prazo em ondas individuais delimitadas por dois registros consecutivos de cruzamento do nível médio da superfície livre (eixo das abcissas). A altura significativa da série é tomada como a média das alturas da terça parte das ondas de maior altura, e o período de cruzamento zero representa a média do período de todas as ondas individuais:

$$H_s = \frac{3}{N} \sum_{i=\frac{2N}{3}}^N H_i^* \quad (1)$$

$$T_z = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_i \quad (2)$$

nas quais N representa o número de ondas individuais e H^* as alturas de onda ordenadas em ordem crescente.

Figura 12 – Ilustração da obtenção dos parâmetros de onda no curto prazo.



Fonte: Martins (2008).

Uma vez determinados os valores de H_s e T_z , a onda de curto prazo pode ser definida como um processo estocástico gaussiano, e todas as suas estatísticas podem ser obtidas. Desta maneira, utiliza-se a Análise de Fourier para obtenção da densidade espectral do registro curto, como ilustrado na Figura 13. Observam-se, entretanto, várias realidades distintas em cada porção marítima já estudada. Desta forma, para representar o espectro real de onda de regiões específicas em função de alguns poucos parâmetros, foram propostas várias formulações matemáticas, com destaque para a de JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*), e a de Pierson-Moskowitz (1964).

O espectro de Pierson-Moskowitz é aplicado à caracterização de estados de mares completamente desenvolvidos, ou seja, nos quais já se observa um equilíbrio entre onda e vento, e é dado por:

$$S(\omega) = \frac{5}{16} H_s \frac{\omega_p^4}{\omega^5} \exp \left[-1,25 \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right] \quad (3)$$

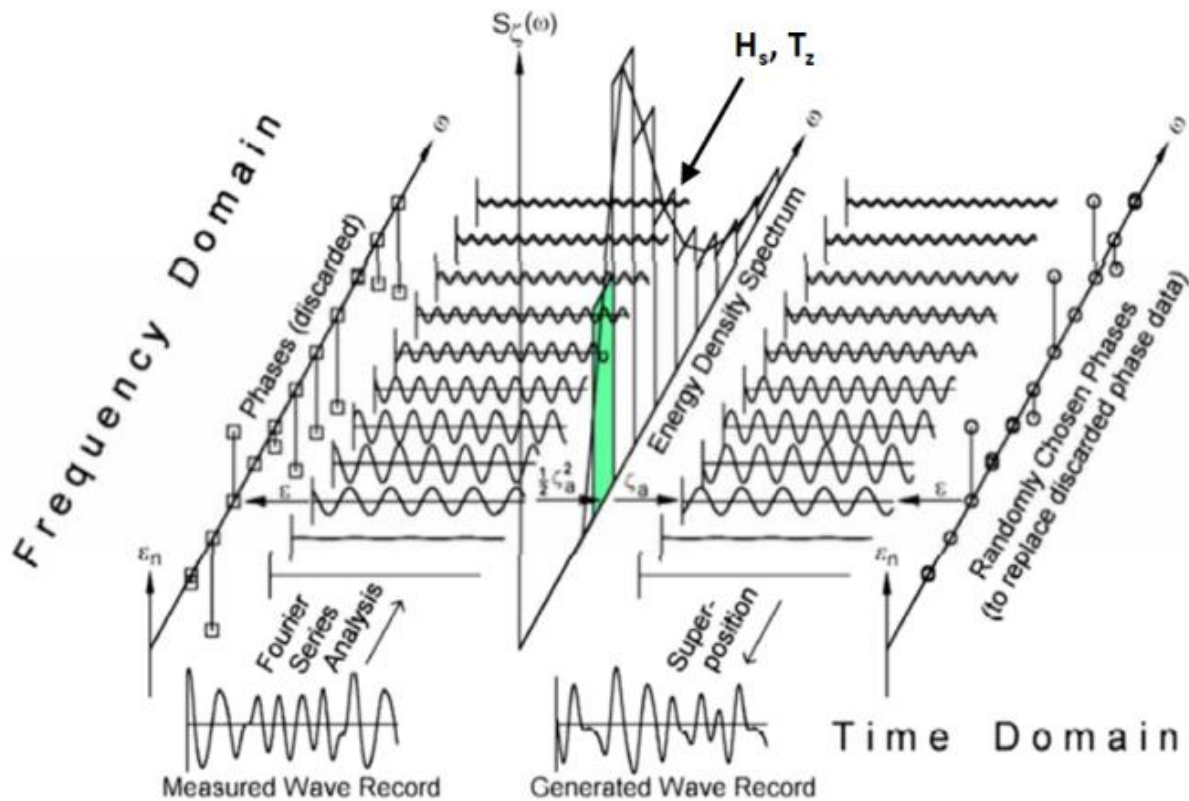
para o qual ω é a frequência angular, ω_p é a frequência angular de pico: $\omega_p = \sqrt{2g/3U_w}$, para a velocidade de vento U_w .

Já o espectro de JONSWAP, desenvolvido com base em estudos de registros de ondas do Mar do Norte, é aplicado na representação de mares ainda em desenvolvimento:

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp \left[-1,25 \left[\frac{\omega}{\omega_p} \right]^{-4} \right] \gamma \exp \left[-\frac{(\omega - \omega_p)^2}{2\sigma^2 \omega_p^2} \right] \quad (4)$$

em que $\alpha = 0,0081$ é o fator de normalização e γ é o fator de forma, avaliado segundo os valores de H_S e T_z .

Figura 13 – Ilustração do processo de modelagem estatística de ondas oceânicas.



Fonte: Kurojjanawong (2018).

Esta é a síntese da metodologia de caracterização de estados de mar, isto é, a descrição das ondas no curto prazo, com base nas referências DNV-RP-C205 (DNV, 2010) e Chakrabarti (2005), indicadas para estudos mais detalhados, o que não se enquadra no escopo do atual trabalho.

Tem-se que a partir da determinação dos estados de mar, que geralmente duram 3 horas, por questões de estacionariedade estatística, o carregamento das ondas pode ser avaliado no longo prazo.

Define-se um processo ambiental de longo prazo por funções de densidade de probabilidade conjunta de seus parâmetros, no caso das ondas, H_S e T_z . Realiza-se, desta forma, a descrição da recorrência de cada estado de mar, com base na probabilidade de ocorrência conjunta de seus parâmetros. Neste sentido, para cada localidade são estabelecidas funções de densidade de probabilidade e diagramas de dispersão durante os períodos de registros, que geralmente são de um ou mais anos.

Figura 14 – Diagrama de dispersão da bacia de Campos.

Percentagem de ocorrência conjunta de alturas significativas e períodos de cruzamento zero - Meses de Janeiro a Dezembro										
		Períodos (s)						Ocorr.	%	Tmed
		2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14			
Alturas (m)	0.0 - 0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0.5 - 1.0	2	41	8	0	0	0	51	2.2	5.24
	1.0 - 1.5	13	483	90	1	0	0	587	25.6	5.27
	1.5 - 2.0	1	566	311	16	0	0	894	39	5.77
	2.0 - 2.5	0	189	238	23	0	0	450	19.6	6.26
	2.5 - 3.0	0	44	124	33	0	0	201	8.8	6.89
	3.0 - 3.5	0	4	41	29	1	0	75	3.3	7.72
	3.5 - 4.0	0		10	8	0	1	18	0.8	7.89
	4.0 - 4.5	0	0	6	9	0	2	15	0.7	8.2
	4.5 - 5.0	0	0	0	4	0	3	4	0.2	9.00
Ocorr.		16	1327	828	123	1	4			
%		7	57.8	36.1	5.4	0	5			
Hmed		1.22	1.65	2.1	2.87	3.25	6			

Fonte: Siqueira (1995).

3.2 Estimativa das Solicitações Ambientais

Tendo sido caracterizadas as ações ambientais incidentes sobre as estruturas *offshore*, torna-se necessária a estimativa das forças induzidas por tais ações, para realização das verificações de projeto.

Apesar de apresentar características de aleatoriedade, a ação de vento normalmente é assumida constante, para um curto prazo, com valor médio equivalente à sua velocidade de turbulência. Esta simplificação é justificada pela concentração de grande parte de sua energia nas baixas frequências (Martins, 2008). Apesar de não incidirem diretamente sobre as linhas, as cargas de vento influenciam tais estruturas indiretamente por sua atuação direta nas unidades flutuantes. As forças de vento devem ser estimadas conforme as diretrizes da API-RP-2A-WSD (API, 2014).

Em se tratando de forças hidrodinâmicas induzidas pelas ondas, a descrição torna-se substancialmente mais complexa, e pode ser resumida aos passos a seguir:

- Discretização do espectro: um dado estado de mar com seu espectro característico, representa uma onda oceânica irregular, conforme abordado na seção anterior. Este espectro deve então ser discretizado em ondas regulares individuais, conforme ilustrado na Figura 13;
- Descrição cinemática: cada onda regular deve ser descrita cinematicamente pela teoria de onda regular adequada. A cinemática da onda irregular é obtida pela superposição das cinemáticas das ondas regulares individuais;

- Estimativa de forças hidrodinâmicas: dispondo-se dos campos de pressão, velocidade e aceleração, obtidos pela descrição cinemática, aplicam-se teorias de cálculo de forças induzidas pelas ondas, como as seguintes:
 - Teoria de Morison: trata-se de uma abordagem semi-empírica que assume a força hidrodinâmica como a superposição linear de duas parcelas, uma de arrasto e outra de inércia. Esta teoria é aplicável aos casos nos quais a força de arrasto é mais significativa, sendo adequada a estruturas esbeltas, tais como linhas de ancoragem, *risers* e umbilicais.
 - Teoria de Froud-Krylov: considera os campos de pressão da onda e a superfície de atuação da mesma na estrutura. Também consiste em uma abordagem semi-empírica, que por sua vez é aplicável em estruturas relativamente pequenas se comparadas ao comprimento de onda, cujas forças de inércia são predominantes.
 - Teoria da Difração: considera a presença da estrutura, e busca determinar as cargas dinâmicas induzidas pelas ondas. Trata-se de uma abordagem puramente matemática, cuja complexidade é muito superior às demais teorias. Aplicável em estruturas de grande porte, com dimensões na mesma ordem de grandeza do comprimento de onda, em que o fenômeno da difração é relevante.

Quanto à ação da corrente, modelada por perfis de velocidade horizontal, conforme ilustrado na Figura 10, admite-se, normalmente, que, para um estado de mar, o perfil é fixo, ou seja, as velocidades são constantes. Em análises dinâmicas a ação da corrente é geralmente considerada pela soma de sua velocidade na cinemática de onda. Em análises estáticas, por sua vez, a corrente é incluída como carregamento estático (Figura 15).

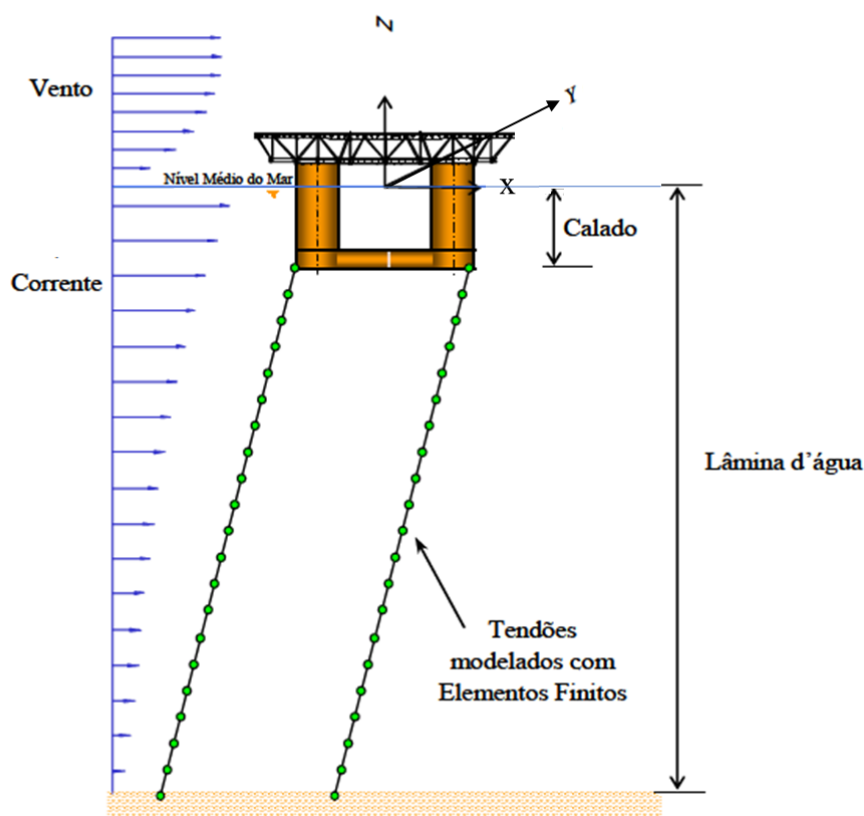
3.3 Metodologias de Análise Dinâmica

Tendo sido definidos o sistema estrutural e as forças externas atuantes a ele, procede-se então para a etapa de projeto na qual se realiza a previsão do comportamento da estrutura. Para isto, utiliza-se tradicionalmente o consagrado Método dos Elementos Finitos (MEF) em modelos de análise acoplada entre unidades flutuantes, linhas de ancoragem e *risers*, conforme ilustrado na Figura 16.

Para um dado estado de mar o MEF é utilizado, por exemplo, para a resolução das equações lineares de equilíbrio dinâmico (Eq. 5), a partir da qual são obtidas as séries temporais dos parâmetros de resposta estrutural.

$$\mathbf{M} \ddot{\mathbf{x}}(t) + \mathbf{C} \dot{\mathbf{x}}(t) + \mathbf{K} \mathbf{x}(t) = \mathbf{F}(t) \quad (5)$$

em que \mathbf{M} , \mathbf{C} e \mathbf{K} são, respectivamente, as matrizes de massa, amortecimento, e rigidez do sistema, $\ddot{\mathbf{x}}$, $\dot{\mathbf{x}}$, \mathbf{x} os vetores aceleração, velocidade e deslocamento dos graus de liberdade, e \mathbf{F} o vetor de forças atuantes, sendo esses últimos dependentes do tempo t .

Figura 15 – Análise estática de um sistema *offshore*.

Fonte: Adaptado de Cicilia (2004).

Tendo em consideração as funções de distribuição de probabilidade de ocorrência dos estados de mar, o esquema estrutural concebido deveria ser submetido a cada uma das situações ambientais possíveis para avaliação de seus comportamentos. Como as funções de distribuição de probabilidade possuem domínio contínuo, impossível seria avaliar as infinitas possibilidades, fazendo-se necessária a determinação de metodologias para escolha adequada dos estados de mar, tendo em vista a verificação da viabilidade do sistema estrutural.

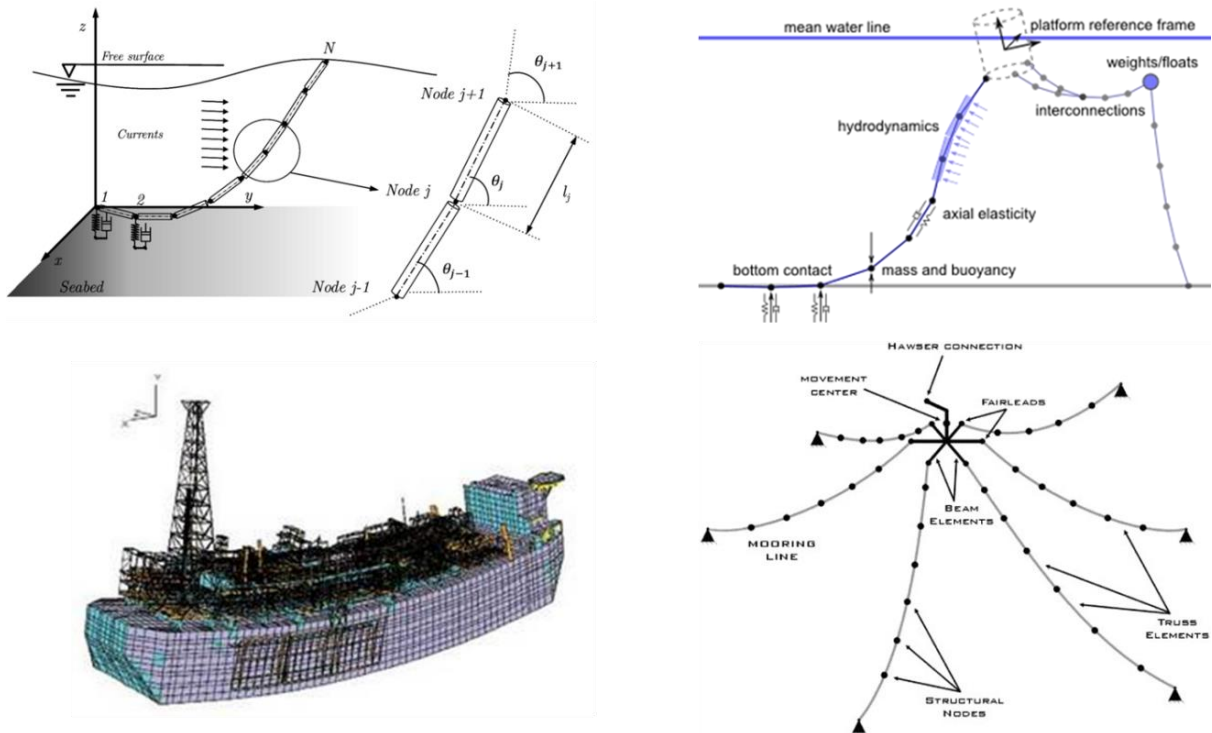
As principais recomendações normativas classificam os métodos de determinação dos estados de mar de projeto em: metodologias baseadas na ação ambiental extrema, e metodologias baseada na estatística de resposta.

3.3.1 Metodologias Baseadas na Ação Ambiental Extrema

Tratam-se de metodologias simplificadas de geração de estados de mar de projeto que assumem que respostas estruturais extremas são vinculadas a condições ambientais extremas, que representam um conjunto reduzido de estados de mar. Por serem menos custosas computacionalmente, estas metodologias são bastante utilizadas no projeto de sistemas *offshore*. A DNV-OS-F201 (DNV GL, 2010) afirma que estas metodologias levam, geralmente, a níveis de segurança inconsistentes para diferentes critérios de projeto, todavia, resultados aceitáveis podem ser obtidos para sistemas quasi-estáticos com não linearidades moderadas. Uma das principais metodologias desta classe é a da Tempestade de Projeto, na qual a ação ambiental extrema é determinada pela altura de onda extrema, para um dado período de retorno,

normalmente tomado como centenário, conforme sugerido pela DNV-OS-F201 (DNV GL, 2010). Desta forma, avalia-se a resposta crítica da estrutura, frente à ação de uma onda com altura centenária (Martins, 2008).

Figura 16 – Modelo desacoplado para análise dinâmica de um sistema *offshore* pelo MEF.



Fonte: Romero et al. (2017); Matt Hall (2017); Offshore Magazine (2006); Sagrilo et al. (2002).

3.3.2 Metodologias Baseadas na Estatística de Resposta

Embora as metodologias baseadas na ação ambiental extrema forneçam aproximações consistentes das condições ambientais as quais o sistema estrutural será submetido, elas podem ser insuficientes por se restringirem somente a condições ambientais extremas, não considerando, assim, a possibilidade de existência de condições ambientais mais brandas, que sejam ressoantes à estrutura. Desta maneira, a utilização de uma metodologia que considere a estatística de resposta da estrutura, em função da variação dos parâmetros de estados de mar, torna-se mais adequada. Denomina-se tal metodologia como Estatística de Longo Prazo de Resposta (Sousa, 2005; Martins, 2008).

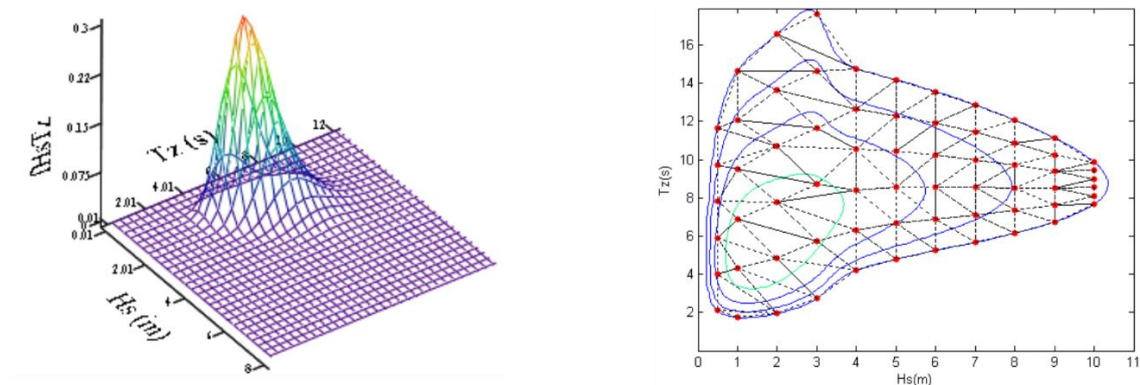
A resposta estrutural extrema, considerando todas as ações ambientais, deve ser obtida pela soma ponderada das respostas de curto prazo, que pode ser realizada pela seguinte metodologia simplificada:

- Toma-se a função densidade de probabilidade conjunta $f_{H_S, T_Z}(H_S, T_Z)$ dos parâmetros de estados de mar;
- Delimita-se uma região do domínio (H_S, T_Z) no qual a função apresenta valores de probabilidades significativos;

- Discretiza-se a região tomada em várias sub-regiões que possuíram probabilidades de ocorrência igual à sua integral da densidade de probabilidade;
- Para cada sub-região com probabilidade de ocorrência determinada, toma-se adequadamente um único par de valores de H_S e T_Z , que determinará o estado de mar;
- De posse dos estados de mar representativos de toda a amostra de longo prazo, com suas respectivas probabilidades de ocorrência, as respostas estruturais de curto prazo podem ser obtidas;
- Finalmente realiza-se a soma ponderada das respostas de curto prazo.

Esta metodologia é ilustrada na Figura 17. Outro método equivalente é a Blocagem, que pode ser explicada da seguinte maneira: a partir de um diagrama de dispersão de estados de mar registrados em longo prazo, equivalente ao apresentado na Figura 14, tomam-se os blocos não nulos, aos quais serão definidos valores arbitrários de H_S e T_Z dentro de sua região para determinação do estado de mar, que terá probabilidade de ocorrência igual do bloco.

Figura 17 – Determinação de estados de mar de projeto para avaliação estatística de longo prazo de resposta.



Fonte: Martins (2008).

3.4 Verificações de Estados Limites

Uma vez obtidas as séries temporais dos parâmetros de resposta das linhas de ancoragem, fez-se necessária a tomada de critérios de projeto que possibilitem verificar se o esquema estrutural é seguro, e se comporta de maneira adequada ao seu propósito. Para estes elementos estruturais, os critérios de projeto são: estado limite último (ELU), estado limite acidental (ELA), e estado limite de fadiga (ELF), como indica a DNV-OS-E301 (DNV, 2010).

O ELU corresponde à resistência final do elemento estrutural, de modo que, sendo este critério atendido, não haverá falhas totais. Os principais métodos para verificação do ELU são o critério baseado em tensões admissíveis WSD (*Working Stress Design*) e o critério baseado em fatores parciais de segurança de carga e resistência LRFD (*Load and Resistance Factor Design*), detalhados pela DNV-OS-F201 (DNV GL, 2010) e Cicilia (2004).

O ELA faz referência às cargas acidentais e danos locais impostos às estruturas, que provocam condições de carregamento anormais à estrutura.

O ELF recebe maior atenção em relação aos demais, uma vez que falhas de linhas de ancoragem raramente resultam de eventos únicos e independentes, sendo geralmente associadas ao fenômeno da fadiga, que provoca falhas pela acumulação de danos causados por fatores de menor proporção que ocorrem ao longo de todo o período em serviço. Desta forma, diversas normas e recomendações tais como a BV NR 493 (BV, 2015), DNV-RP-C203 (DNV, 2010) são disponibilizadas para tratar especificamente deste critério de projeto, que avalia a integridade da estrutura frente aos danos acumulados em cada ciclo de carregamento.

A verificação do ELF de linhas de ancoragem se dá por meio de análises dinâmicas baseadas na estatística de longo prazo de resposta, associadas a metodologias de análise de vida à fadiga, que serão apresentadas no capítulo seguinte.

4 ANÁLISE DE VIDA À FADIGA

Apresenta-se neste capítulo alguns dos aspectos fundamentais da teoria de análise de vida à fadiga, cuja aplicação é indispensável a projetos de linhas de ancoragem.

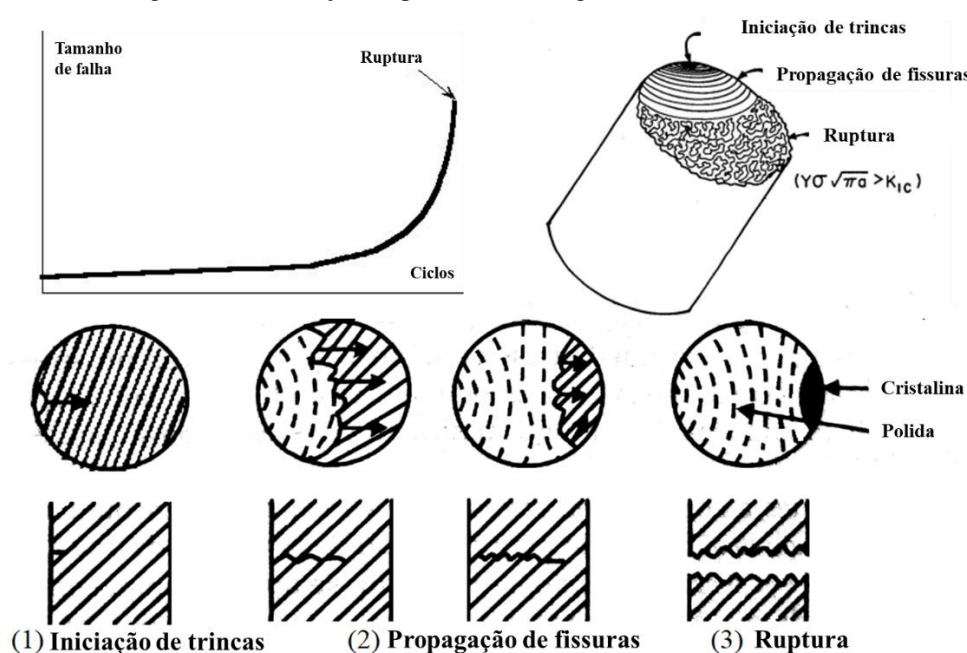
Define-se fadiga como o processo de degradação estrutural progressivo, localizado e irreversível, sofrido por qualquer material submetido a esforços de natureza cíclica, que se desenvolve pela acumulação de danos gerados em cada ciclo. Este fenômeno pode desencadear trincas e falhas completas até mesmo de peças sujeitas a carregamentos cujas tensões são sempre inferiores à tensão de ruptura do material, o que jamais provocaria falhas estáticas.

Os estudos iniciais de fadiga realizavam-se sobre materiais metálicos, motivados por uma sucessão de acidentes ferroviários causados por falhas mecânicas, dentre os quais se destaca a Catástrofe de Meudon, ocorrida no ano de 1842, em que um trem a caminho de Paris descarrilou em alta velocidade após a ruptura por fadiga do eixo da locomotiva principal. Posteriormente os estudos de vida à fadiga foram expandidos a elastômeros e outros materiais.

Atualmente acredita-se que a fadiga é a causa de 80 a 90% das falhas estruturais de peças metálicas submetidas a carregamentos dinâmicos, e que a aplicação adequada da tecnologia atual pode reduzir este percentual a 29% (Castro, 2016).

Diferentemente da fratura estática, a fratura por fadiga se desenvolve por etapas, a saber, iniciação de trincas, propagação de fissuras e ruptura do material. A iniciação de trincas se dá pela deformação plástica cíclica, que ocorre até mesmo em ciclos de tensões inferiores ao limite elástico. Este primeiro estágio se desenvolve de maneira lenta e geralmente tem duração de cerca de 90% da vida total da peça. Na segunda etapa tem-se a propagação de uma fissura dominante até culminar a ruptura do material, ou seja, o terceiro estágio do processo de fadiga. A Figura 18 ilustra o processo de vida a fadiga em cada um dos seus estágios.

Figura 18 – Ilustração do processo de fadiga de materiais metálicos.



Fonte: Adaptado de ESDEP; Meyers e Chawla (2009); Ques10 (2018).

A avaliação de vida à fadiga se realiza pela associação de três procedimentos que serão abordados no atual capítulo: métodos de previsão de vida à fadiga, teorias de acumulação de danos e técnicas de contagem de ciclos.

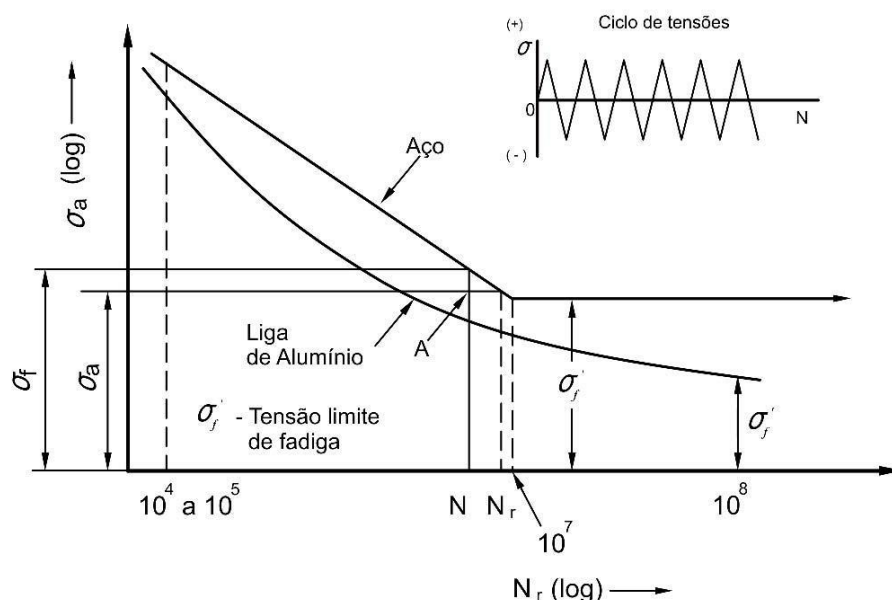
4.1 Métodos de Previsão de Vida à Fadiga

De uma maneira geral os principais métodos de previsão de vida à fadiga são: *Stress-Life* (S-N), *Strain-Life* (ϵ -N) e mecânica da fratura.

Desenvolvido e difundido por August Wöhler ainda no século XIX, o método S-N é o mais tradicional para avaliação de vida à fadiga, sendo amplamente utilizado em problemas de alto ciclo, cujas tensões são macroscopicamente elásticas.

O método S-N é essencialmente empírico, e se baseia em curvas de Wöhler, também denominadas curvas S-N, que representam o número de ciclos até a falha de uma peça (N) para uma variação de tensão de amplitude constante (S). A obtenção dessas curvas se dá pela realização de vários ensaios com corpos de prova padronizados, submetidos a carregamentos cíclicos de amplitude constante e tensão média nula, até a falha. Tendo em vista as variações da microestrutura dos corpos de prova, a composição completa da curva S-N de um material torna-se possível após a realização de número elevado de ensaios (Castro, 2016). A Figura 19 apresenta a comparação entre curvas S-N de uma liga de alumínio e de um aço baixo carbono.

Figura 19 – Curvas S-N de liga de alumínio e aço baixo carbono.



Fonte: Branco (1985).

Segundo Meyers e Chawla (2009), um processo de fadiga em baixo ciclo é aquele que se desenvolve completamente até a ruptura final em menos de 10^4 ciclos. Esta classe de problema normalmente se desenvolve com parcelas significativas de tensões no regime plástico, e tem sua descrição matemática viabilizada pelo método ϵ -N, que se trata de uma

tecnologia mais recente e complexa, geralmente estudada com base na hipótese de Ramberg-Osgood para avaliação da deformação total de um material em regime plástico.

O método da mecânica da fratura se diferencia aos demais pois pressupõe a existência de defeitos e trincas, sobre os quais avalia a resistência do material frente à propagação dessas trincas iniciais.

Neste trabalho a avaliação da fadiga de linhas de ancoragem se realizará pelo método S-N. Por este motivo, tudo que doravante for tratado sobre estimativa de vida à fadiga refere-se a este método. Um maior detalhamento a respeito de cada um destes métodos de análise pode ser encontrado em Branco (1985), Castro (2016) e Meyers e Chawla (2009).

4.2 Teorias de Acumulação de Danos

Os carregamentos cíclicos de amplitude constante e tensão média nula, aplicados na obtenção de curvas S-N gerais, não representam a realidade em que peças mecânicas reais são submetidas. Desta maneira, a utilização dessas curvas na previsão de vida à fadiga deve ser realizada pela aplicação adequada de teorias de acumulação de danos.

De uma maneira geral as técnicas de acumulação são utilizadas para se estimar os danos sofridos pela fadiga de estruturas solicitadas por blocos de carregamentos cíclicos de amplitudes constantes diferentes, conforme ilustrado na Figura 20. Em carregamentos como estes, as curvas S-N podem ser utilizadas para a determinação dos danos causados em cada bloco, assim as técnicas de acumulação visam contabilizar os danos sofridos pela estrutura pela contribuição individual de cada bloco.

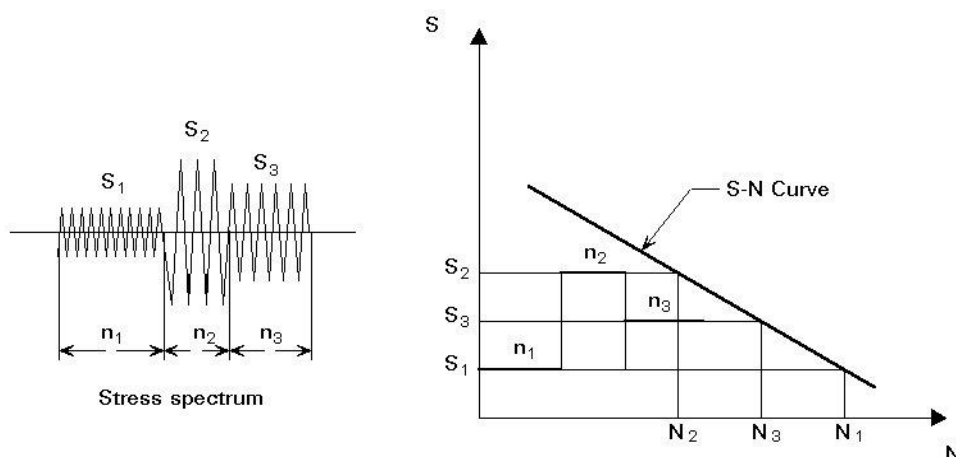
Dentre as teorias de acumulação de danos de maior relevância citam-se as teorias das médias tensões de Mansur, a de Corten-Donlan, a de Marin e a teoria de dano linear de Palmgren-Miner, que se destaca entre as demais por sua larga utilização nas mais variadas aplicações, como no projeto de linhas de ancoragem, no qual é recomendada pelas principais normas.

A regra de Palmgren-Miner consiste em uma técnica linear de acumulação que admite que o dano total (D) sofrido por uma estrutura submetida a blocos de carregamentos cíclicos de amplitudes constantes é igual ao somatório dos danos individuais de cada bloco, sendo estes contabilizados pela razão entre o número de ciclos (n_i) aplicados à estrutura durante o bloco i pelo número total de ciclos para causar a ruptura da peça para o nível de tensão do bloco (N_i), conforme representado na equação seguinte:

$$D = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} \quad (6)$$

A Figura 20 ilustra a aplicação da teoria de acumulação de danos em questão.

Figura 20 – Estimativa do dano acumulado por fadiga pela regra de Palmgren-Miner

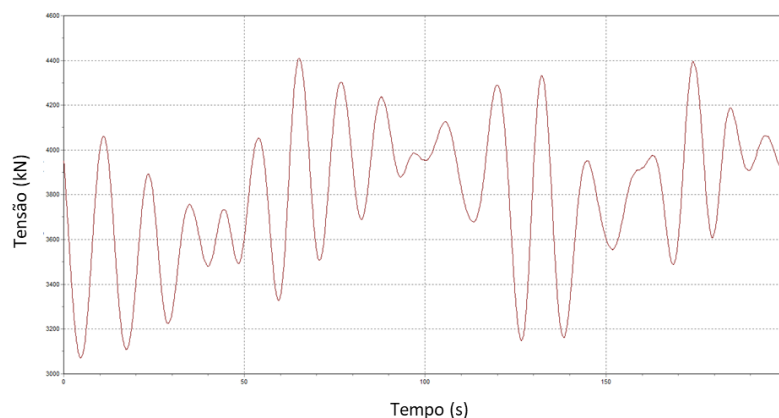


Fonte: ESDEP (2000).

4.3 Técnicas de Contagem de Ciclos

Tendo em vista as linhas de ancoragem, que, conforme mencionado no capítulo anterior, são submetidas a carregamentos de natureza estocástica, nos quais não se observam simples padrões em blocos harmônicos de amplitudes constantes (Figura 21), a aplicação de teorias de acumulação de danos são insuficientes para viabilizar a análise de vida à fadiga desses elementos estruturais pelo método S-N. Para isto se faz necessária a associação de técnicas de contagem de ciclos para consideração das variações de amplitudes de tensões, sequências de flutuações de carga, e variações da tensão média.

Figura 21 – Tensão efetiva no curto prazo de uma linha de ancoragem.



Fonte: Autor (2018).

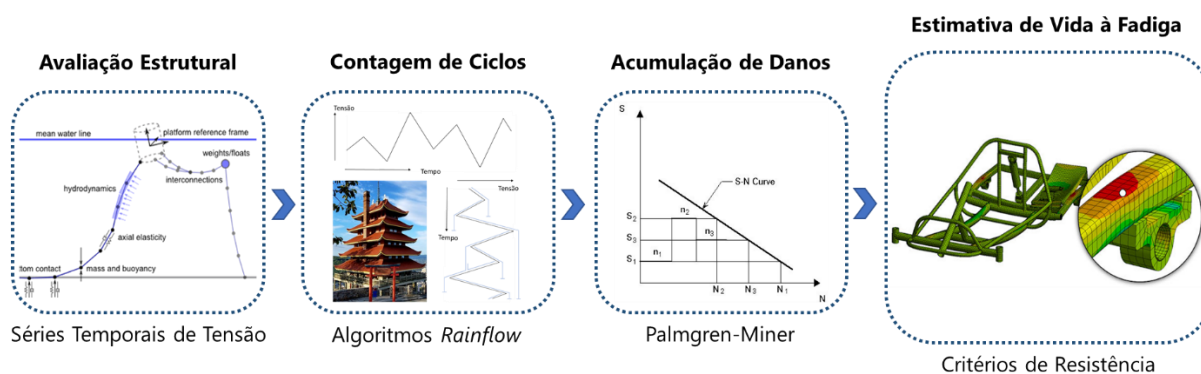
Segundo a ASTM E 1049 – 85 (ASTM, 1997) as principais técnicas de contagem de ciclo são: *Level-Crossing*, *Peak Counting*, *Simple-Range Counting*, *Rainflow Counting*, sendo todas detalhadas no documento. Dentre estas técnicas, destaca-se o *Rainflow* por sua ampla superioridade em relação aos demais métodos de contagem de ciclo disponíveis na literatura (Castro, 2016), justificando assim, sua aplicação no atual trabalho.

O método *Rainflow Counting* consiste em um algoritmo fundamentado na analogia do trajeto de gotas de chuva em um telhado típico de templos orientais denominados Pagodes, ilustrado na Figura 23, e pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Reduzir o histórico de tensão a uma série temporal de tração que contenha somente picos e vales;
- 2) Rotacionar o histórico de tensão em 90° no sentido horário;
- 3) Imaginar o histórico de tensão como um telhado de pagode;
- 4) Picos e vales são tratados como fontes de água que flui pelo telhado do pagode;
- 5) Contar o número de meios ciclos buscando terminações nos fluxos gerados nos vales, que ocorrem quando o fluxo em análise:
 - a) alcança o final do histórico tensão;
 - b) se funde com o fluxo que começou em um vale anterior;
 - c) encontra o vale de maior magnitude.
- 6) Repetir passo 5 para os picos;
- 7) Atribuir uma magnitude a cada meio ciclo igual a diferença de tensão entre o início e o termino do fluxo;

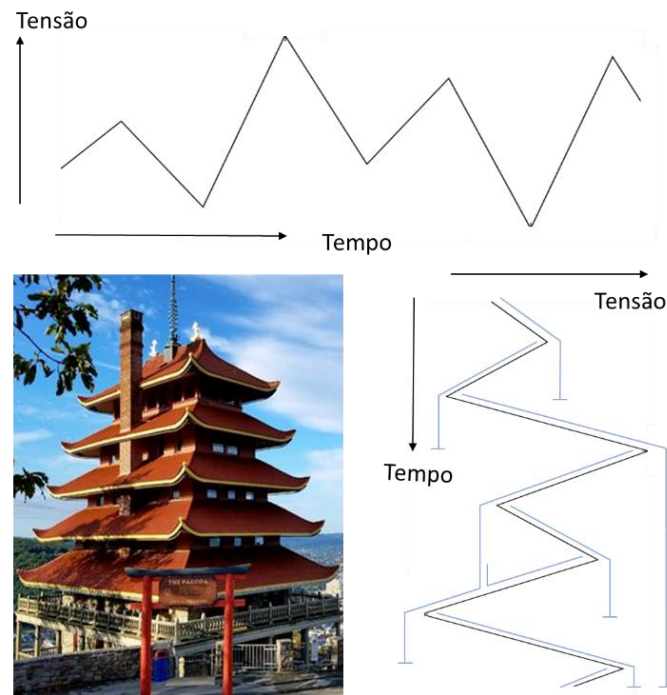
Após contabilizados os meios ciclos de tensão, a avaliação de vida à fadiga da estrutura estudada pode ser realizada. Convencionalmente o roteiro de avaliação é: inicialmente a estrutura deve ser analisada dinamicamente gerando as séries temporais de tensões de interesse; estas séries devem ser pós processadas por algoritmos de contagem de ciclos (como o *Rainflow*), os ciclos de tensões obtidos podem ser então aplicados a teorias de acumulação de danos como a de Palmgren-Miner, e finalmente com base nos danos acumulados são aplicados critérios de resistência à fadiga para estimativa de vida útil. Este roteiro é ilustrado na Figura 22.

Figura 22 – Fluxograma ilustrativo do roteiro de avaliação de vida à fadiga.



Fonte: Autor (2018).

Figura 23 – Aplicação do algoritmo Rainflow.



Fonte: Autor (2018); WFMZ (2018).

5 O PROBLEMA DA FLEXÃO FORA DO PLANO

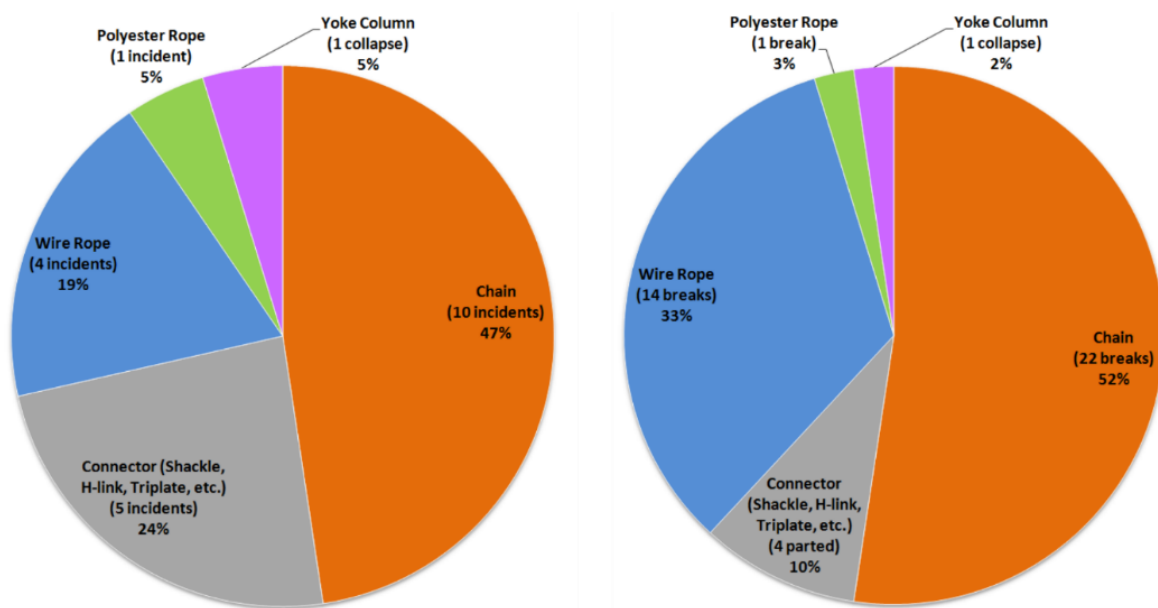
5.1 Histórico de Falhas Prematuras de Linhas de Ancoragem

A instalação da primeira TLP, em 1984, pela Conoco, no campo de Hutton, localizado no Mar do Norte, numa lâmina d'água de cerca 148 metros, foi um grande marco para indústria *offshore*, pois se implantara de maneira inédita um sistema de ancoragem de plataforma flutuante. Tal empreendimento contou com o apoio de um vasto conjunto de pesquisadores de diversas instituições, que estabeleceram os pilares das metodologias de projeto de sistemas de ancoragem, cujo desenvolvimento nos anos seguintes era notável, possibilitando a instalação de FPS em condições ambientais severas, com níveis de confiabilidade cada vez mais altos.

Embora notória a evolução das metodologias de projeto de sistemas de ancoragem, tem-se observado, nos últimos anos, uma elevada recorrência de falhas prematuras desse tipo de estrutura, até mesmo em projetos realizados sob as recomendações e padrões técnicos estabelecidos pelas principais instituições internacionais de normalização como API e DNV GL, o que tem abalado o nível de confiança de tais metodologias.

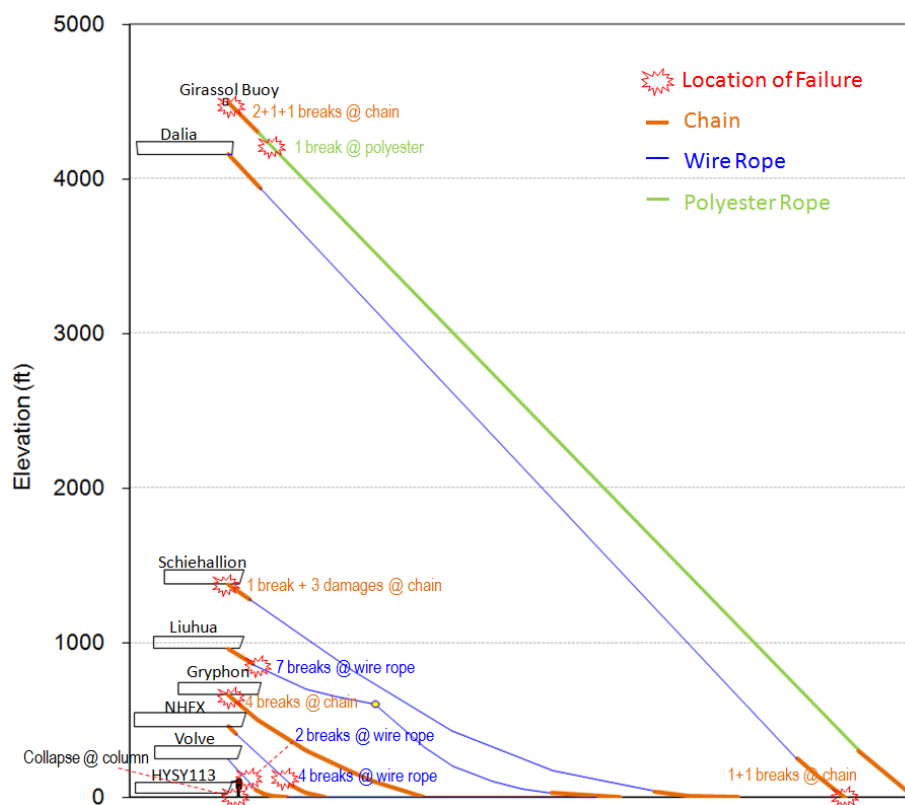
Ma et al. (2013) apresentam uma revisão histórica sobre problemas de integridade de sistemas de ancoragem permanente, com base em 21 incidentes ocorridos entre 2001 e 2011, os quais são resumidos pelos autores. A Figura 25 ilustra alguns desses incidentes. Os dados revelam que das 42 falhas estruturais ocorridas em componentes de sistemas de ancoragem, 22 ocorreram em trechos de amarra das linhas, o que representa mais de 52% do total (Figura 24), indicando assim, a maior susceptibilidade à falha deste componente. Os autores chamaram atenção, ainda, para um modo de falha de elos de amarra que fora descoberto a poucos anos, o fenômeno da OPB, apontado como o responsável por alguns dos incidentes abordados pelo autor.

Figura 24 – Incidentes (esquerda) e falhas (direita) por componentes.



Fonte: Ma et al. (2013).

Figura 25 – Ilustração de alguns dos incidentes estudados por Ma. et al (2013).



Fonte: Ma et al. (2013).

Em seu trabalho intitulado “Estudo da influência do desgaste na falha prematura de componentes de linhas de ancoragem”, Silva (2016) também apresenta um relatório a respeito de incidentes nos quais houve falhas de linhas de ancoragem. O autor aponta as principais fontes de falhas prematuras destes elementos: instalação incorreta e danos acidentais, deficiências de projeto, torção induzida, sobrecarga, OPB, corrosão e desgaste. É destacado ainda, no trabalho, que as terminações superiores das linhas sofrem maior influência da corrosão, o que potencializa o fenômeno do desgaste, que associado ao mecanismo de OPB torna a região ainda mais susceptível a falhas por fadiga.

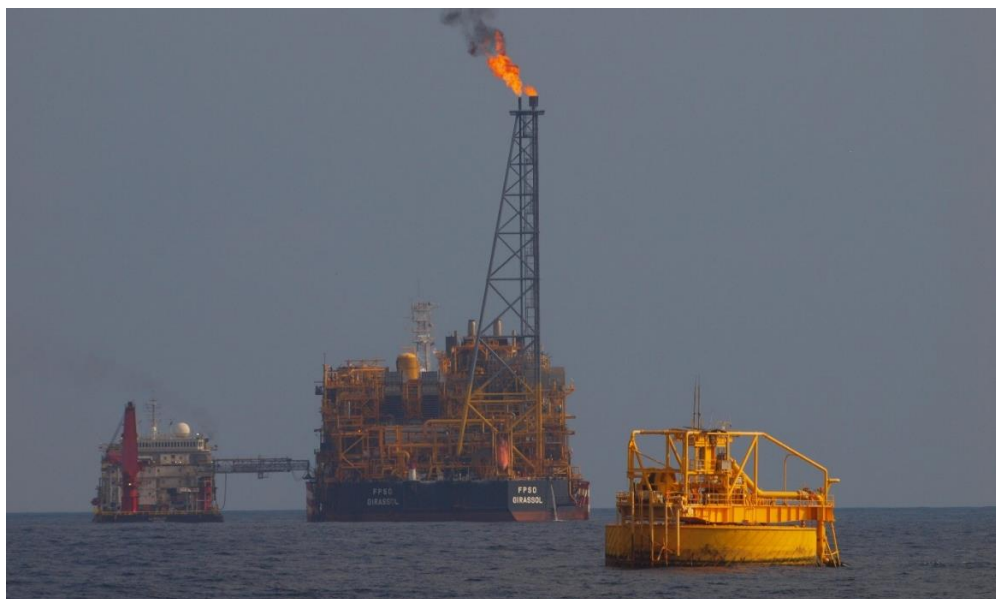
Com o objetivo de avaliar o efeito da flexão fora do plano como um modo de falha, bem como o seu efeito nas mais variadas operações desenvolvidas por meio de unidades flutuantes, Berthelsen (2017) faz análise detalhada de onze relatórios de incidentes, nos quais as falhas das linhas de ancoragem ocorreram em suas terminações superiores, em amarras, ocorridas entre os anos de 2002 e 2014. Os relatórios foram fornecidos pela *The Petroleum Safety Authorities* (PSA) na Noruega. Foi observado pelo autor que três dos incidentes teve o OPB como principal causa.

Dentre os principais incidentes abordados nas referências citadas, destaca-se o ocorrido em 2002 no campo Girassol, localizado na costa angolana. Uma boia dedicada a operações de *offloading* (Figura 26), foi instalada numa lâmina d’água de cerca de 1350 metros, com sistema de ancoragem projetado segundo as recomendações da API-RP-2SK (API, 1997), para uma vida à fadiga de 20 anos, utilizando coeficiente de segurança 3,0. Inesperadamente em menos

de oito meses, várias linhas de ancoragem falharam na seção superior em amarra (Figura 27) (Jean et al., 2005; Vargas e Jean, 2005).

As análises acerca dos agentes causadores das falhas das linhas do sistema de ancoragem da Boia Girassol revelaram um novo modo de falha de amarras de ancoragem posteriormente intitulado *out-of-plane bending* (OPB), isto é, flexão fora do plano, apontado como responsável pela maioria das falhas.

Figura 26 – FPS Girassol.



Fonte: Flickr (2015).

Figura 27 – Elos falhos das linhas de ancoragem da Boia Girassol.



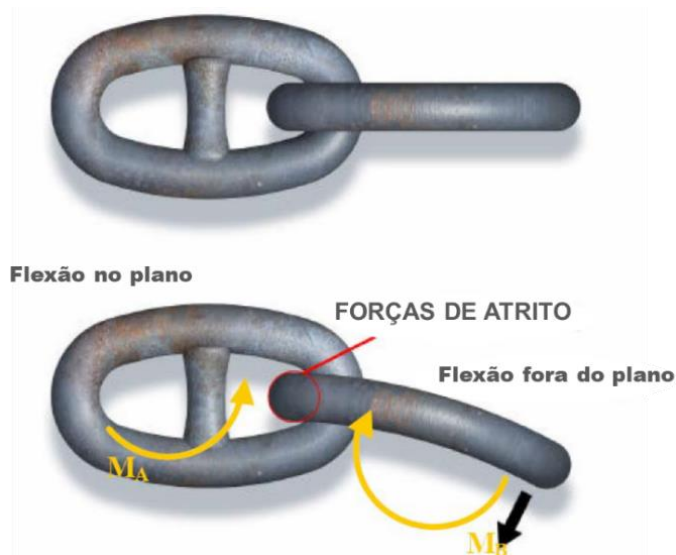
Fonte: Vargas e Jean (2005); Hwang (2012).

5.2 Descrição do Fenômeno

Esta seção tem o objetivo de apresentar o mecanismo da flexão fora do plano, fenômeno que se desenvolve em elos de linhas de ancoragem, responsável por diversas falhas destes componentes, que o credenciaram como um dos mais importantes modos de falha a serem estudados.

Segundo Vargas e Jean (2005), a OPB refere-se ao fenômeno em que um elo de amarra sofre flexão para fora do seu plano principal de simetria (aquele que contém todo contorno oval do elo). Esta situação ocorre quando são impostas rotações relativas entre elos de uma linha pré-tracionada. O desalinhamento dos elos provoca o surgimento de forças transversais e momentos que podem ser resistidos pelas forças de atrito no contato entre os elos, como ilustrado na Figura 28.

Figura 28 – Flexão no plano e fora do plano dos elos de amarra.



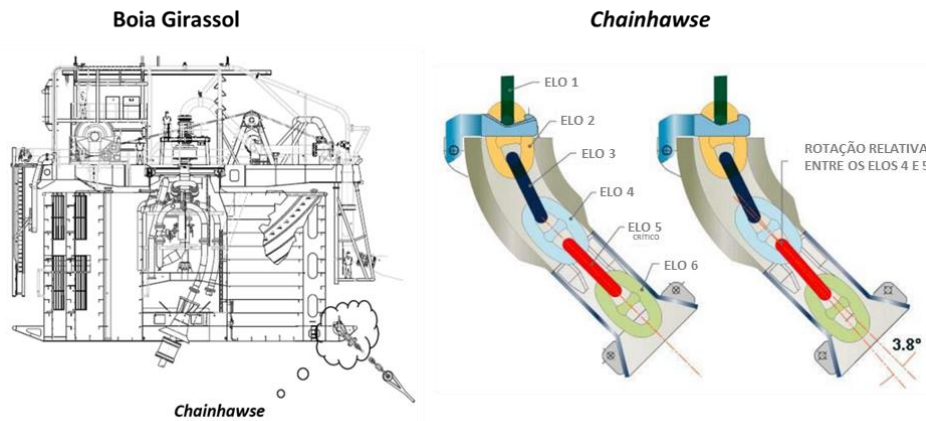
Fonte: Adaptado de Vargas e Jean (2005).

Embora não vislumbrado anteriormente, o fenômeno pode ser considerado comum e exclusivo ao topo da seção superior em amarra de linhas de ancoragem (*top chain*). Os elos iniciais fixados aos elementos de conexão permanecem sem apresentar deslocamentos relativos à embarcação, diferentemente dos primeiros elos articulados seguintes que, recebendo diretamente tais deslocamentos, desenvolvem rotações relativas entre seus elos adjacentes. Assim, os esforços de flexão atuando de maneira cíclica podem desencadear falhas por fadiga. Esta situação é ilustrada na Figura 29, na qual pode ser observado que o elo 5, o primeiro livre, apresenta rotação relativa aos seus adjacentes. Tal elo, conforme ilustrado, é sujeito a esforços OPB, e se torna crítico em relação aos demais pois o ângulo de interligação (ângulo relativo entre elos adjacentes) e, por conseguinte, o momento de interligação (momento de flexão dos elos), decresce de maneira regular a cada elo seguinte. Observa-se que as falhas das linhas da boia Girassol provocadas pelo OPB ocorreram justamente no quinto elo, o primeiro articulado (Jean et al., 2005), conforme ilustrado na Figura 27.

Concomitantemente ao OPB ocorre o fenômeno intitulado *in-plane bending* (IPB) que consiste na flexão do elo em seu plano principal de simetria. Admite-se que ambos os fenômenos são aproximadamente simétricos de maneira que enquanto um elo sofre flexão no plano, o adjacente sofre flexão fora do plano, o que pode ser observado na Figura 28.

Além da OPB e IPB, identifica-se um modo de flexão torcional de elos de amarras, que se desenvolve pela torção de um elo ao longo do seu eixo principal. Este modo, no entanto, não provoca esforços de flexão significativos em condições normais.

Figura 29 – Rotação relativa entre elos de *top chains*.



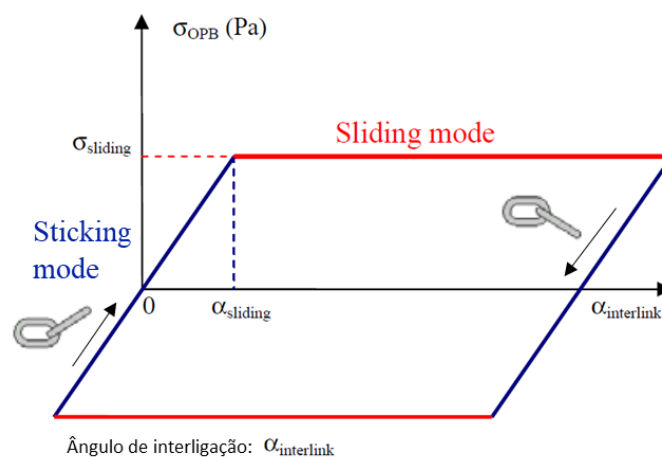
Fonte: Adaptado de Jean et al. (2005).

Quanto aos comportamentos de flexão desenvolvidos na superfície de interligação entre dois elos perpendiculares (OPB ou IPB), observam-se dois modos:

- *Sticking mode*: modo de fricção estática, no qual elos adjacentes são travados de maneira que o momento fletor e o ângulo de interligação crescem conjuntamente de maneira contínua.
- *Sliding mode*: modo de fricção dinâmica, ocorre quando o momento supera o valor limite que pode ser resistido pelas forças de atrito (momento de deslizamento), de forma que o momento fletor mantém-se aproximadamente constante, enquanto que o ângulo de interligação cresce.

A Figura 30 ilustra o comportamento de flexão de um elo em OPB, cujos modos supracitados podem ser observados. Alguns autores como Vargas e Jean (2005) identificam três modos *locking*, *rolling* e *sliding*. Enquanto *locking* e *rolling* correspondem respectivamente aos modos *sticking* e *sliding*, na abordagem de Vargas e Jean (2005), o modo *sliding* refere-se ao deslizamento puramente translacional de um elo no interior de seu adjacente.

Figura 30 – Tensões OPB: *sliding mode* e *sticking mode*.



Fonte: Adaptado de Jean et al. (2005).

5.3 A OPB no Projeto de Linhas de Ancoragem

Conforme mencionado, as linhas de ancoragem são normalmente projetadas de modo a suportar cargas de tração elevadas, sendo as solicitações transversais geralmente negligenciadas. Parte deste processo se dá pela verificação de estados limites com base em parâmetros de resposta obtidos em análises realizadas de acordo com as considerações de solicitação tomadas.

De uma maneira geral, as metodologias clássicas de projeto de sistemas de ancoragem, tais como a API-RP-2SK (API, 1997), DNV-OS-E301 (DNV, 2010), e ISO 19901-7 (ISO, 2013), consideram apenas cargas de tração axial na computação de danos acumulados por fadiga, para verificação do ELF das linhas. É justamente neste aspecto que tais metodologias se mostram falhas, uma vez que carregamentos significativos de flexão (OPB e IPB) não são considerados devidamente na estimativa de vida a fadiga, o que justifica diversas falhas como aquelas da boia Girassol. Denomina-se este conceito de avaliação de vida à fadiga, que considera apenas cargas de tração, como fadiga tração-tração (*tension-tension fatigue*).

5.3.1 Recomendações Normativas

A recomendação prática da API em relação a sistemas de ancoragem é apresentada no documento API-RP-2SK, *Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures* (API, 1997). Esse documento consiste em uma orientação para análise, projeto e avaliação de sistemas de amarração para unidades flutuantes. Embora o documento não forneça diretrizes específicas para avaliação de esforços de flexão de linhas de ancoragem (OPB e IPB), são apresentadas algumas recomendações de segurança para a relação entre o diâmetro do *fairlead* (Figura 31) e o diâmetro nominal da amarra, visando evitar possíveis flexões excessivas.

A ISO 19901-7 *Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units* (ISO, 2013) não fornece especificações para análises OPB, recomendando apenas a utilização de fatores de concentração de tensão (FCT) como fatores de segurança adicional para localidades críticas, como a conexão com o *fairlead*.

De semelhante modo, a DNV-OS-E301 (DNV, 2010), não fornece diretrizes específicas para avaliações OPB, entretanto, define que o fenômeno deve ser considerado em determinadas condições como: elos localizados em *fairleads* com 7 bolsos (Figura 31) terão um FCT de 1,15, segundo recomendado por Vargas et al. (2004), citado no documento. A DNV afirma ainda que as curvas S-N incluem apenas fadiga tensão-tensão, e que para se estabelecer as contribuições da OPB é importante definir o coeficiente de fricção nos rolamentos e conexão no *fairlead*, bem como incluir os fatores de concentração de tensão devidos ao fenômeno na análise de vida à fadiga para sistemas de amarração de longo prazo.

Figura 31 – *Fairlead* de sete bolsos.

Fonte: IHC (2018).

A Bureau Veritas é a única entidade de classificação normativa que fornece diretrizes sobre como lidar com a OPB. No documento intitulado *Fatigue of top chain of mooring lines due to in-plane and out-of-plane bending*, Guidance Note NI 604 DT R00 E (Bureau Veritas, 2014), a entidade provê metodologias, requerimentos e recomendações para avaliação de vida à fadiga de *top chains* sob carregamento combinado de tração, flexão no plano e fora do plano, como se resume a seguir.

5.3.2 Bureau Veritas NI 604 DT R00 E

Esta seção objetiva apresentar conceitos fundamentais e considerações da metodologia de análise de vida à fadiga de *top chains*, proposta na Guidance Note NI 604 DT R00 E (Bureau Veritas, 2014). Por esta razão, boa parte do conteúdo da atual subseção pode ser encontrado no referido documento.

A consideração dos carregamentos de flexão na análise de vida à fadiga de *top chains* se faz necessária quando a pré-tensão da linha for superior a 10% da tensão de ruptura mínima de uma amarra *Oil Rig Quality* (ORQ) de mesmo diâmetro e quando a vida útil projetada for superior a 2 anos. Nestas condições, os carregamentos de flexão tornam-se significativos, não podendo ser negligenciados.

Define-se *top chain*, no documento, como a parcela da linha correspondente aos vinte primeiros elos da amarra após a conexão com o *fairlead*. Em tal região podem existir ângulos de interligação significativos, a ponto de desencadear tensões de flexão na mesma ordem de grandeza das tensões axiais.

5.3.2.1 Descrição dos carregamentos

Sabe-se que, globalmente, amarras de ancoragem apresentam rigidez à flexão desprezível, de modo que os esforços de flexão são locais e resultantes das interações entre elos adjacentes. Desta forma, identificam-se três modos de flexão dos elos de amarra: IPB, OPB e um modo de flexão torcional, este último negligenciado por gerar baixas tensões, conforme mencionado anteriormente. Quanto aos comportamentos de flexão desenvolvidos na superfície

de interligação entre dois elos, admite-se a existência somente dos modos *sticking* e *sliding* (Figura 30).

Os elos são solicitados por três tipos de carregamento, a saber, TT (*tension-tension*), IPB e OPB, segundo os quais, as cargas podem ser decompostas e posteriormente combinadas de maneira apropriada. Cargas TT devem-se à tensão axial no elo, sendo este essencialmente o único carregamento considerado nas metodologias clássicas de análise de vida à fadiga.

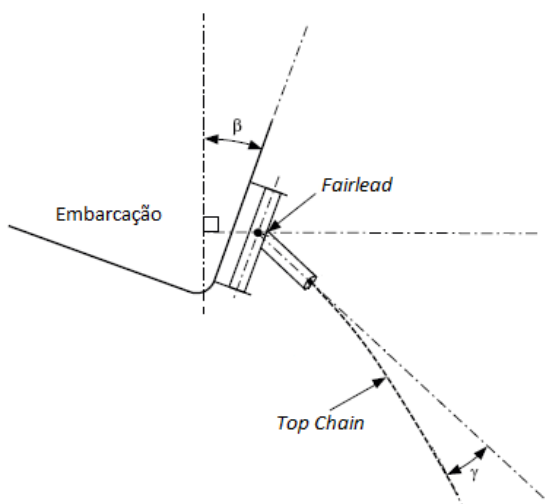
5.3.2.2 Análise acoplada do sistema de ancoragem

Para avaliação de vida à fadiga de *top chains*, considerando os esforços de flexão, faz-se necessária a análise dinâmica global do sistema de ancoragem (Figura 16), que deve ser realizada previamente por meio de metodologias no domínio do tempo, pelo MEF. A NI 604 (Bureau Veritas, 2014) define que a análise deve ser realizada de acordo com os preceitos da NR 493 (Bureau Veritas, 2015), nada obstante, outras metodologias clássicas podem ser utilizadas.

Para análise global, a conexão da amarra no *fairlead* deve ser considerada como *pinned boundary condition*, ou seja, conexão articulada. Para cada estado de mar devem ser fornecidas as séries temporais referentes à tração (T) e aos ângulos da conexão com o *fairlead* (γ). Tais séries serão pós processadas para obtenção dos esforços combinados para análise de vida à fadiga de *top chains*.

Devido à disponibilidade de *fairleads* articulados, os ângulos de conexão devem ser tomados como relativos ao *fairlead* e não à embarcação (Figura 32), para tanto deve ser avaliado o comportamento rotacional do mesmo.

Figura 32 – Ângulo relativo ao *fairlead* (γ).



Fonte: Adaptado de Bureau Veritas (2014).

Análises quasi-dinâmicas (ver NR 493 (Bureau Veritas, 2015)) no domínio do tempo podem ser utilizadas para avaliação preliminar da fadiga combinada. Posteriormente devem ser avaliados por análise dinâmica no mínimo os seguintes cenários:

- Os 10 mais prováveis estados de mar;
- Os 10 estados de mar com maior incidência de danos, considerando a probabilidade de ocorrência;
- Os 10 estados de mar com maior incidência de danos, sem considerar a probabilidade de ocorrência.

A razão entre o dano estimado pela análise dinâmica (D_{dyn}) e aquele estimado pela análise quasi-dinâmica (D_{QD}) é denominado como fator dinâmico de amplificação de dano (*Damage Dynamic Amplification Factor* - DDAF). Os DDAFs devem ser obtidos para os estados de mar supracitados, e aplicados conservadoramente a todo o conjunto de dados metoceanográficos para estimativa de vida à fadiga, como se segue:

$$DDAF = D_{dyn}/D_{QD} \quad (7)$$

Na análise deve ser tomado um conjunto representativo de configurações do sistema de modo a abranger todas as situações operacionais da unidade. Os calados críticos devem ser avaliados na análise.

5.3.2.3 Determinação da lei de rigidez de interligação entre elos

Quanto à rigidez de interligação, novo parâmetro introduzido na análise, trata-se da rigidez de interligação entre elos de caráter não linear, que determina os momentos de interligação para cada par de valores de tração e ângulo relativo entre elos.

Observa-se que análises via Método dos Elementos Finitos (MEF) são insuficientes para determinação da rigidez de interligação, pela complexidade dos fenômenos envolvidos, portanto, testes em escala completa devem ser realizados em amarras do fabricante real sob as condições de carregamento de projeto (Figura 33). A lei de rigidez de interligação deve ser obtida pelo ajuste aos dados de ensaios, gerando assim um modelo que fornece o momento de interligação em função da tensão, do ângulo relativo entre elos e do diâmetro nominal.

A NI 604 fornece um modelo para rigidez de interligação que pode ser utilizado em amarras de 84 mm a 146 mm nos graus de aço R3, R4 ou superiores, como apresentado a seguir:

$$M_{int}(\alpha_{int}, T, d) = \frac{\pi d^3}{16} C \frac{P(\alpha_{int})}{G + P(\alpha_{int})} \left(\frac{T}{0,14 d^2} \right)^{a(\Delta\alpha_{int})} \left(\frac{d}{100} \right)^{2a(\Delta\alpha_{int}) + b(\Delta\alpha_{int})} \quad (8)$$

$$P(\alpha_{int}) = \alpha_{int} + 0,307 \alpha_{int}^3 + 0,048 \alpha_{int}^5 \quad (9)$$

$$a(\alpha_{int}) = a_1 + a_2 \tanh(a_3 \alpha_{int}) \quad (10)$$

$$b(\alpha_{int}) = b_1 + b_2 \tanh(b_3 \alpha_{int}) \quad (11)$$

nas quais α_{int} , T e d são respectivamente o ângulo de interligação, a tração da linha e o diâmetro nominal dos elos. Os demais parâmetros adimensionais são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros adimensionais do modelo de rigidez.

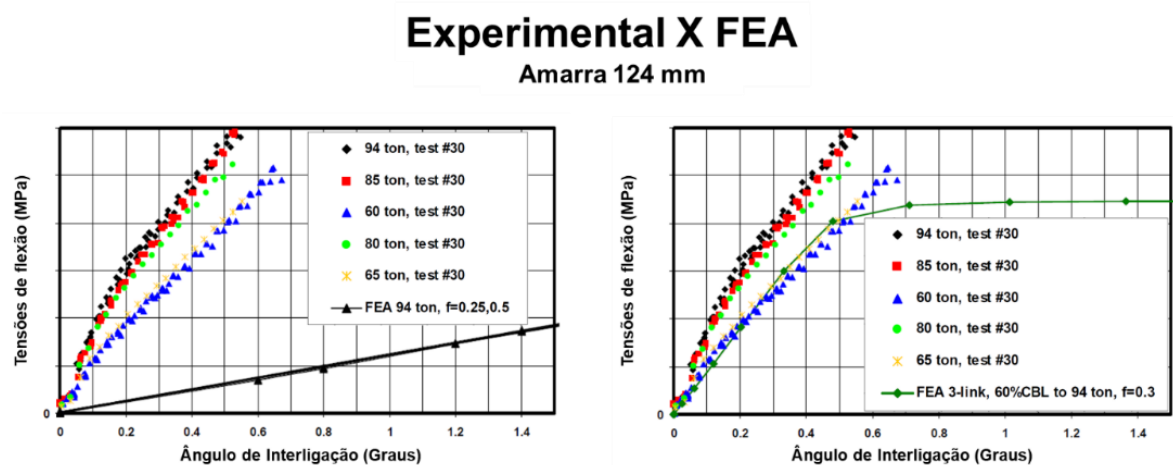
$C = 354$	$G = 0,930$	
$a_1 = 0,439$	$a_2 = 0,532$	$a_2 = 1,020$
$b_1 = -0,433$	$a_2 = -1,640$	$a_2 = 1,320$

O modelo de rigidez deve ainda considerar a variabilidade da curva de rigidez de interligação, que pode ser representada matematicamente por um fator constante, determinado por estatísticas de variabilidade ou distribuições de probabilidades da lei de rigidez de interligação. Outro importante aspecto a ser considerado são os modos de flexão dos elos, *sticking* e *sliding*. Os limites de deslizamento dos elos devem ser implementados na lei de rigidez de interligação. Segundo o documento em questão, o momento limite de deslizamento (M_{lim}) pode ser estimado pela seguinte equação:

$$M_{lim} = \mu T d / 2 \quad (12)$$

na qual T e d continuam sendo a tração da linha e o diâmetro nominal dos elos e μ o coeficiente de atrito adimensional, que geralmente se encontra entre 0,5 e 0,6 no ar, e entre 0,25 e 0,35 na água do mar.

Figura 33 – Tensões de flexão obtidas por ensaios em escala completa e por simulação em elementos finitos.



Fonte: Adaptado de Vargas e Jean (2005).

5.3.2.4 Estimativa dos momentos OPB e IPB

Para estimativa das tensões de flexão dos elos é necessário o conhecimento prévio dos momentos fletores dos mesmos, que, conforme apresentado, dependem da lei de rigidez de interligação, da tração e dos ângulos de interligação.

A análise dinâmica acoplada do sistema de ancoragem fornece as séries temporais de tração e dos ângulos da conexão com o *fairlead*, entretanto nenhuma informação referente aos momentos ou ângulos de interligação dos elos da *top chain* pode ainda ser obtida. Para que isto seja realizado, faz-se necessária a reconstrução da relação entre a tensão na linha, os momentos de flexão e os ângulos de interligação dos elos da *top chain*, que se dará pela inserção adequada da lei de rigidez de interligação.

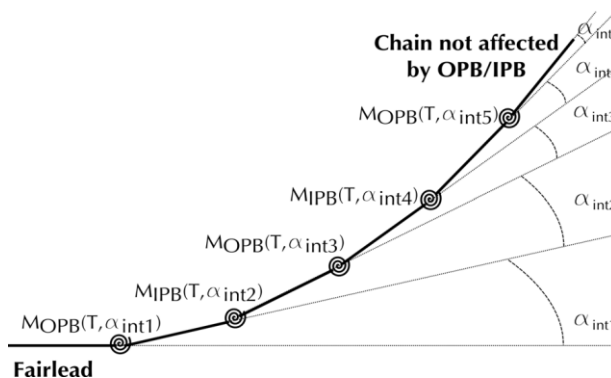
Segundo a NI 604 (Bureau Veritas, 2014), esta relação independe de efeitos dinâmicos e de memória, permitindo ser estabelecida por cálculos estáticos. Portanto, um modelo estático não linear em elementos finitos deve ser implementado para a *top chain*. Cada um dos elos deve ser representado por uma viga com a mesma rigidez, rigidez de interligação e momentos limites de deslizamento dos elos reais (Figura 34).

As séries temporais de ângulos e momentos de interligação dos elos serão obtidas pelo pós-processamento das séries fornecidas pela análise dinâmica, que se dará pela análise estática da *top chain*.

Para cada instante de tempo da análise dinâmica do sistema de ancoragem previamente realizada, tem-se para uma linha de interesse, determinados valores para a tensão e ângulos de conexão com *fairlead* que serão inseridos como as condições de carregamento do primeiro elo do modelo estático. O vigésimo e último elo é fixado por um apoio de segundo gênero.

A resolução do problema estático fornece as informações dos ângulos de interligação e dos momentos fletores dos elos para um único passo de tempo da análise dinâmica. Desta maneira as séries temporais de momentos OPB/IPB e dos ângulos de interligação entre os elos podem ser obtidas completamente.

Figura 34 – Modelo estático não linear de *top chain* por elementos de viga.

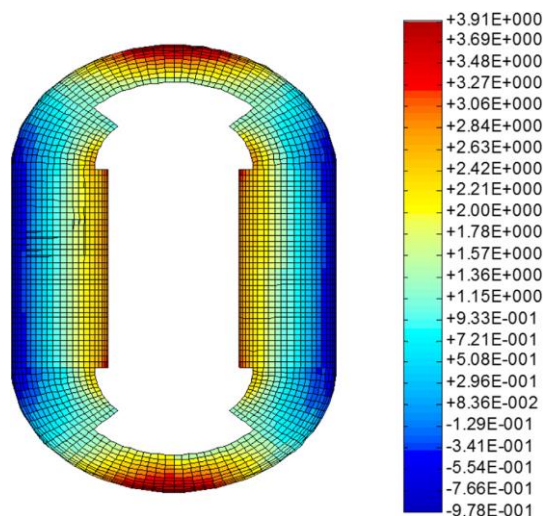


Fonte: Bureau Veritas (2014)

5.3.2.5 Estimativa dos esforços combinados

Uma vez obtidas as séries temporais de tensão no *fairlead* e dos momentos OPB e IPB dos elos da *top chain*, os esforços locais devidos aos carregamentos TT, OPB, e IPB são estimados pela aplicação de fatores de concentração de tensão (FCT) em cada carregamento. Tais fatores podem ser estimados por análises de elementos finitos calibradas com testes em escala completa (Figura 35).

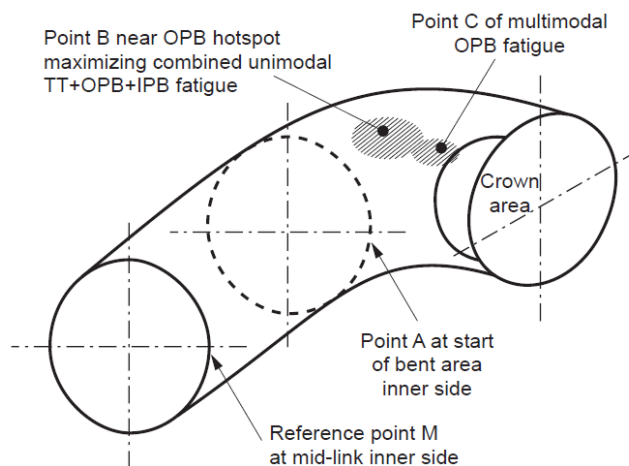
Figura 35 – Distribuição de FCT na superfície do elo de amarra sob carregamento TT de 2705 kN. É excluída a área de contato.



Fonte: Kim et al. (2018).

Observa-se que os *hotspots* (pontos críticos) referentes a cada um dos carregamentos, TT, OPB e IPB, são localizados em diferentes regiões do elo (Figura 36), de maneira que a localização da falha por fadiga pode variar de acordo com a magnitude de cada carregamento. Desta forma, diferentes esforços em cada um dos *hotspots* devem ser avaliados em fadiga.

Figura 36 - *Hotspots* de fadiga de elo de amarra sob carregamentos TT, OPB e IPB.



Fonte: Bureau Veritas (2014).

A NI 604 fornece os FCT para os *hotspots*: A (TT puro), B e B' (OPB uniaxial e C (OPB multiaxial), apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Fatores de concentração de tensão (FCT).

Modo de Carregamento	Localização			
	A	B	B'	C
TT	4,48	2,08	1,65	1,04
OPB	0	1,06	1,15	1,21 γ_{TT}
IPB	1,25	0,71	0,66	1,50

Fonte: Bureau Veritas (2014).

A tensão localizada para um dos modos de carregamento (σ_{MC}) é então estimada pelo produto entre a tensão nominal ($\sigma_{MC,nom}$) e o fator de concentração de tensão correspondente:

$$\sigma_{MC} = FCT_{MC} \cdot \sigma_{MC,nom} \quad (13)$$

As tensões nominais podem ser obtidas da seguinte forma:

$$\sigma_{TT,nom} = \frac{T}{\pi d^2} \quad (14)$$

$$\sigma_{IPB,nom} = \frac{16 M_{OPB}}{\pi d^3} \quad (15)$$

$$\sigma_{IPB,nom,studlink} = \frac{2,33 M_{IPB}}{\pi d^3} \quad (16)$$

5.3.2.6 Computação de dano por fadiga

Finalmente, de posse das séries temporais referentes às tensões de cada um dos *hotspots* dos elos, os danos por fadiga podem ser calculados.

Por se tratar de um problema que se desenvolve essencialmente por tensões cíclicas em níveis elásticos, utiliza-se o método S-N para previsão de vida à fadiga. Para tanto as séries temporais de tensão devem ser pós-processadas por algoritmos do tipo *Rainflow* para contagem de ciclos de tensão, a partir dos quais os danos devem ser computados pela aplicação da regra linear de Palmgren-Miner associada à curva S-N do material.

5.4 Metodologia de Estimativa de Vida à Fadiga de Linhas de Ancoragem Considerando Carregamentos Combinados de Tensão e Flexão

Apresenta-se, nesta seção, o roteiro da metodologia de análise de vida à fadiga de linhas de ancoragem, considerando os carregamentos combinados de tensão e flexão, implementada no trabalho, baseada na Guidance Note NI 604 DT R00 E (Bureau, Veritas, 2014).

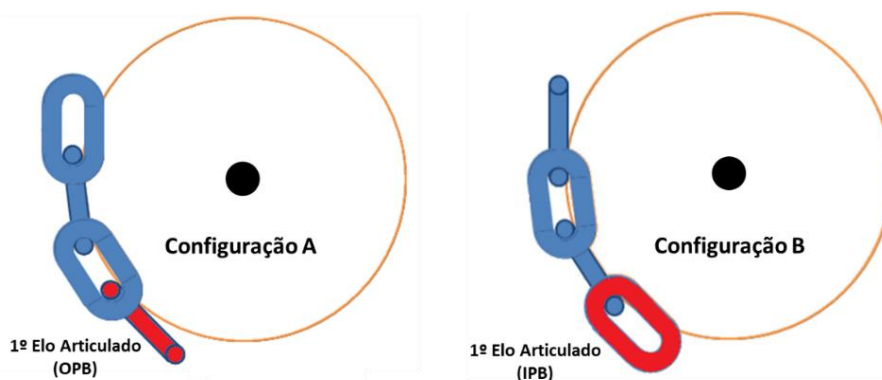
Antes de tudo, devem ser realizadas as análises dinâmicas globais do sistema de ancoragem, segundo metodologias de avaliação estatística de longo prazo de resposta, a partir das quais, para uma determinada linha, obtêm-se as séries temporais referentes à tração (T) e ângulos na conexão com o *fairlead* (γ), como também a descrição do carregamento *tension-tension* (TT) na totalidade da linha. Estes serão os parâmetros de entrada do programa de análise de fadiga.

Posteriormente, as séries temporais de tração e inclinação no *fairlead* são pós-processadas para aplicação adequada da lei de rigidez de interligação, que fornece como saída os momentos de interligação entre os elos da *top chain*. Conforme mencionado, para este estágio, a NI 604 (Bureau Veritas, 2014) sugere a realização de análises estáticas da *top chain* para cada passo de tempo, das quais os momentos de interligação são obtidos a partir da configuração de equilíbrio estático do trecho da linha, entretanto, o atual trabalho propõe outra estratégia para aplicação da lei de rigidez, como se explica a partir de então.

Para ilustrar a estratégia utilizada, toma-se o exemplo de conexão com um *fairlead* de 7 bolsos, cujo esquema é representado na Figura 37. Como indicado na figura, existem duas configurações para as quais o primeiro elo articulado sofre OPB (A) ou IPB (B). Conforme explicado no item 5.2, o primeiro elo articulado apresenta os maiores ângulos e momentos de interligação, que decrescem regularmente a cada elo seguinte (Bureau Veritas, 2014). Desta forma, o elo crítico de fadiga sempre será o primeiro ou o segundo elo livre, a depender da relação entre momentos fletores e momentos de inercia para cada uma das configurações de conexão. Tomando como exemplo a Configuração A, tem-se, sempre, o primeiro elo como crítico, uma vez que o mesmo estará sujeito aos maiores momentos fletores, associados ao menor momento de inercia da OPB. Já para a Configuração B, a determinação do elo crítico não é direta, pois, apesar de o primeiro elo sofrer com os maiores momentos fletores, o momento de inercia da IPB é bem superior ao da OPB, de modo que, no segundo elo, que sofre OPB, podem ser desenvolvidas tensões locais de flexão superiores ao primeiro.

Admite-se, neste trabalho, a Configuração A, na qual o primeiro elo articulado sofre OPB, sendo o elo crítico de fadiga. Desta maneira, para estimar a vida útil à fadiga de toda *top chain*, segundo a NI 604 (Bureau Veritas, 2014), basta avaliar o primeiro elo articulado. Observa-se que segundo determinado na referida recomendação, a análise estática da *top chain* deve ser realizada de modo que o primeiro elo receba como condições de carregamento, os valores de tensão e ângulo da conexão com o *fairlead*, obtidos na análise dinâmica global do sistema de ancoragem (ver item 5.3.2.4). Assim sendo, o primeiro elo possui condições de carregamento fixas, a partir das quais, são obtidas, pela análise estática, as condições de toda a *top chain*. Sendo fixa as condições do elo crítico, a lei de rigidez da NI 604 (Bureau Veritas, 2014) (item 5.3.2.3) pode ser aplicada ao mesmo, para obtenção da série temporal de momento fletor.

Figura 37 – Configurações de conexão linha-embarcação.



Fonte: Adaptado de Luo e Heyl (2017).

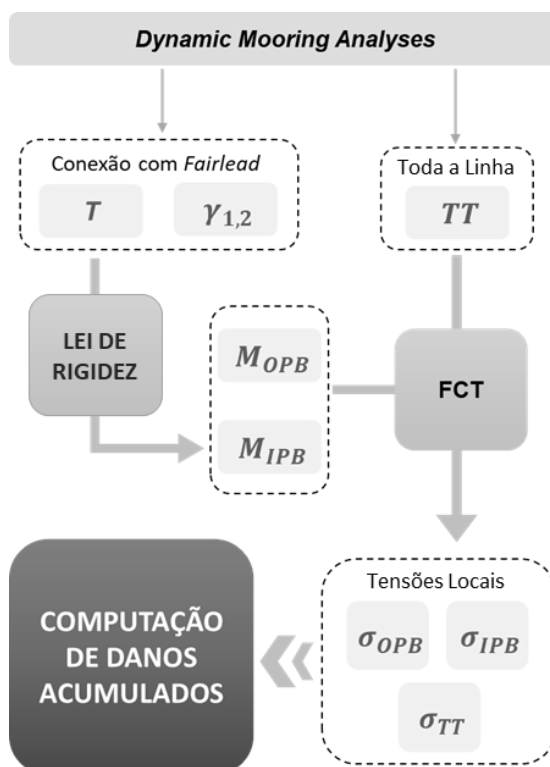
Uma vez obtidos os momentos impostos ao elo crítico, os esforços internos solicitantes em cada um dos *hotspots* podem ser estimados pela aplicação de fatores de concentração de tensão (FCT). O mesmo se realiza sobre os carregamentos TT, de forma que os esforços internos respectivos a cada um dos carregamentos podem ser combinados, fornecendo os históricos de tensão de cada *hotspot*, a partir dos quais as teorias clássicas de acumulação de

danos podem ser aplicadas em conjunto a técnicas de contagem de ciclos. Os FCT fornecidos na NI 604 (Bureau Veritas, 2014) foram adotados no trabalho.

Sabe-se previamente que os históricos de tensão são de natureza não harmônica (Figura 21), portanto aplicam-se algoritmos *Rainflow* para a contagem de ciclos. Na sequência, os danos acumulados no elo crítico da *top chain* podem ser computados pela associação da regra de Miner com a curva S-N do material da amarra. A curva S-N tomada no trabalho foi aquela fornecida na NI 604 (Bureau Veritas, 2014) para amarras na água do mar sobre corrosão livre.

Vale a pena ressaltar que todo o procedimento apresentado se realiza para a avaliação de vida à fadiga de *top chains*, parcela da linha na qual carregamentos OPB e IPB são significativos. Para as demais regiões o único carregamento a ser considerado é o TT. Na análise de vida à fadiga, devem ser especificados os trechos da linha a serem avaliados. Em situações convencionais, os trechos críticos são a *top chain*, a região em contato com o solo marinho, e as extremidades de cada trecho de material diferente, em contato com elementos de conexão. Neste trabalho assume-se a *top chain* como a região crítica, sendo este o único trecho avaliado. A Figura 38 ilustra a metodologia apresentada nesta seção.

Figura 38 – Fluxograma ilustrativo da metodologia adotada.



Fonte: Autor (2018).

6 APLICAÇÃO

Tendo em vista a avaliação da influência da flexão fora do plano na vida à fadiga de linhas de ancoragem, apresentam-se, no atual capítulo, dois exemplos de aplicação da verificação deste estado limite, que se realizam em três maneiras distintas. Duas maneiras seguem metodologias clássicas de análise de fadiga de linhas de ancoragem, considerando essencialmente carregamentos TT, e uma outra considera os carregamentos combinados de tração e flexão na estimativa de vida à fadiga. Ambos os exemplos foram realizados sobre o mesmo modelo estrutural, e diferem entre si nas características das condições ambientais.

6.1 Ferramentas Computacionais Utilizadas

As análises dinâmicas do sistema de ancoragem foram totalmente realizadas por meio do *Software* OrcaFlex© (Orcina, 2018), segundo metodologias de avaliação estatística de longo prazo de resposta.

As análises de fadiga foram realizadas por meio de duas ferramentas, a primeira delas o próprio OrcaFlex©, que fornece interface para estimativa de vida à fadiga TT de linhas em seu módulo *Fatigue Analysis*; e a segunda um aplicativo desenvolvido no atual trabalho em ambiente MATLAB®. Esta última, por sua vez, além de possibilitar a avaliação de vida útil de linhas por metodologias clássicas considerando apenas carregamentos TT, possui implementada, também, a metodologia apresentada no item 5.4, permitindo a consideração de carregamentos combinados de tração e flexão na avaliação.

6.2 Modelagem do Sistema de Ancoragem

Para o presente estudo, foi modelado um FPS simplificado, dotado de uma plataforma flutuante e um sistema de ancoragem com 12 linhas, em adaptação ao modelo de Kim et al. (2018). A embarcação foi tomada com 300 metros de comprimento total, 60 metros de boca e 34 metros de borda livre (*freeboard*), posicionada com direção longitudinal alinhada ao eixo global X (Figura 39). As linhas de ancoragem, identificadas por P (*port*, à esquerda da embarcação) e S (*starboard*, à direita da embarcação), todas de iguais características, foram compostas conforme a Tabela 3:

Tabela 3 – Características das linhas de ancoragem.

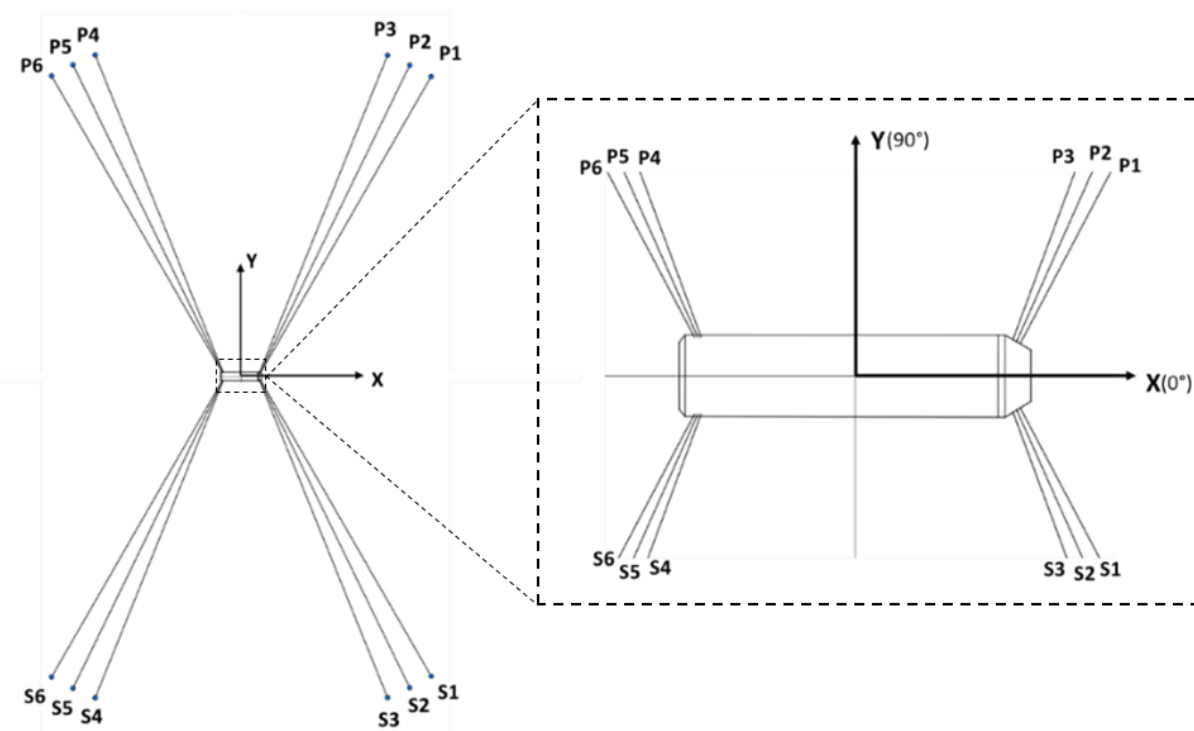
	Trecho Superior	Trecho Intermediário	Trecho Inferior
Tipo	Amarra 105mm R3 <i>Studlink</i>	Cabo de Aço 6x19 125 mm	Amarra 105mm R3 <i>Studlink</i>
MBL (kN)	8753	9896	8753
Peso no ar (kg/m)	241,48	62,34	241,48
Comprimento (m)	200	1780	650

Considerando uma lâmina d'água de 650 metros, o sistema de ancoragem foi concebido de tal forma que as linhas de ancoragem foram conectadas nas posições indicadas Tabela 4, conforme ilustrado na Figura 39. A Figura 40 ilustra o modelo estrutural em questão, gerado no OrcaFlex©.

Tabela 4 – Localização espacial das conexões da linha.

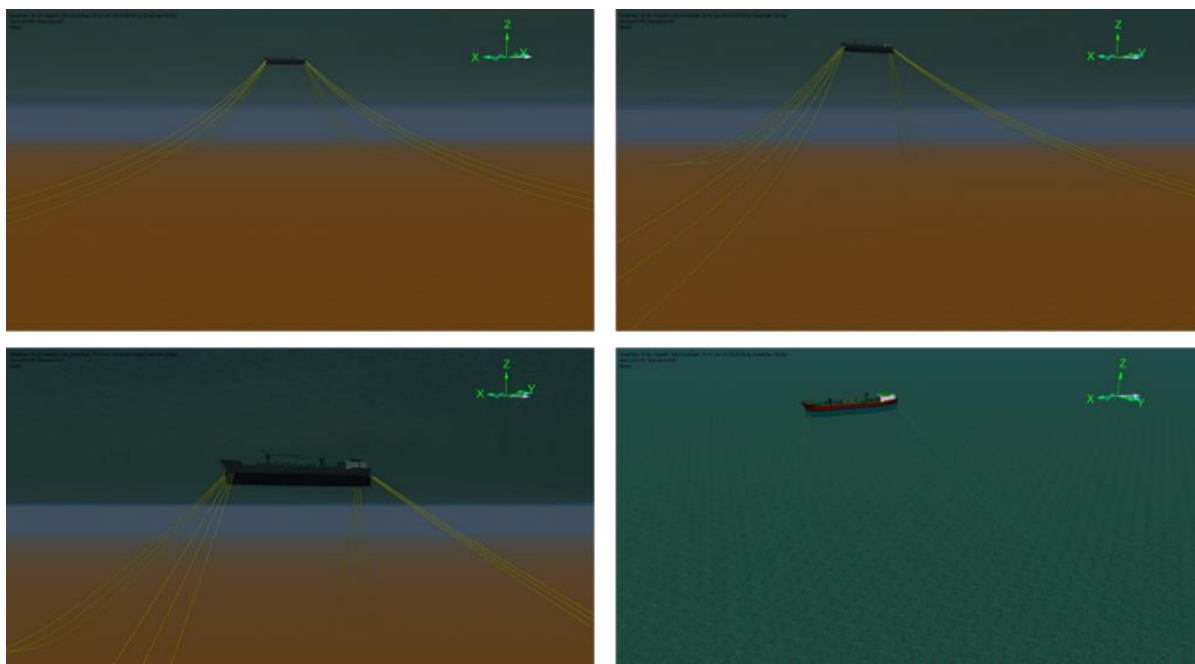
Linha	Elementos de Conexão			Elementos de Fundação		
	X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
P1	140,77	24,97	-2,29	1390,77	2190,03	-649,89
P2	137,70	26,64	-2,29	1233,63	2273,63	-649,89
P3	134,66	28,30	-2,29	1071,18	2346,26	-649,89
P4	-131,50	30,00	-2,29	-1068,02	2347,96	-649,89
P5	-134,30	30,00	-2,29	-1230,26	2276,99	-649,89
P6	-137,10	30,00	-2,29	-1387,10	2195,06	-649,89
S1	140,77	-24,97	-2,29	1390,77	-2190,03	-649,89
S2	137,70	-26,64	-2,29	1233,63	-2273,63	-649,89
S3	134,66	-28,30	-2,29	1071,18	-2346,26	-649,89
S4	-131,50	-30,00	-2,29	-1068,02	-2347,96	-649,89
S5	-134,30	-30,00	-2,29	-1230,26	-2276,99	-649,89
S6	-137,10	-30,00	-2,29	-1387,10	-2195,06	-649,89

Figura 39 – Disposição das linhas de ancoragem.



Fonte: Autor (2018).

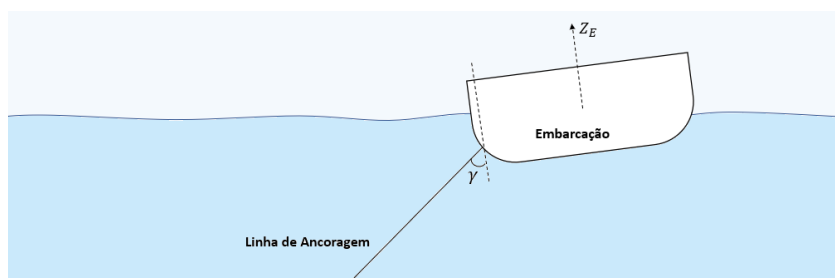
Figura 40 – Modelo de FPS gerado no OrcaFlex©.



Fonte: Autor (2018).

Devido à ausência de especificações e modelos de *fairleads* no *software* OrcaFlex©, foi considerado que os elementos de conexão instalados no sistema, apresentam inclinação vertical, isto é, segundo o eixo vertical da embarcação Z_E . Desta maneira, o ângulo da linha relativo *fairlead* (γ), é tomado em relação ao eixo Z_E , como ilustrado na Figura 41.

Figura 41 – Esquema ilustrativo da computação da rotação relativa no OrcaFlex©.



Fonte: Autor (2018).

6.3 Modelagem das Ações Ambientais

Como mencionado, neste trabalho foram propostos dois exemplos para avaliação da influência da OPB na vida à fadiga de linhas de ancoragem. Ambos os exemplos possuem o mesmo modelo estrutural, apresentado no item 6.2, e diferem entre si, apenas no modelo de condições ambientais, como detalhado a seguir.

6.3.1 Exemplo 1

O primeiro exemplo, mais simples, foi concebido a título de validação da metodologia adotada e do aplicativo criado. Para a estatística de longo prazo de resposta da linha foram tomados, de forma arbitrária, seis estados de mar de curto prazo de 200 segundos, cujas ondas

de curto prazo são descritas pelo espectro de JONSWAP, com os parâmetros apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Ondas de curto prazo tomadas no exemplo 1.

Estado de Mar	H_s (m)	T_p (s)	Direção (Graus)	Ocorrência
1	1,25	7,00	225,00	40,00%
2	1,75	7,45	225,00	30,00%
3	1,75	9,92	122,50	10,00%
4	2,50	10,59	122,50	10,00%
5	4,00	8,75	0,00	5,00%
6	5,00	10,04	90,00	5,00%

Todos os estados de mar foram compostos, ainda, por um único modelo estocástico de vento, representado por espectro *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), com velocidade média de 12 m/s e direção de 165°. Os demais parâmetros de vento seguem os padrões fornecidos pelo OrcaFlex®. Semelhantemente, para os seis estados de mar do exemplo foi tomado um modelo de corrente trilinear constante, comum a todos eles.

6.3.2 Exemplo 2

Com objetivo de alcançar uma maior correlação com a realidade na análise, o segundo exemplo foi montado segundo dados meteoceanográficos reais da bacia de Santos, catalogados pela PETROBRAS e fornecidos por Nurwanto (2012).

Um conjunto total de 75712 estados de mar de 3 horas, equivalente a 227136 horas (25,91 anos) de amostragem, foram resumidos em estados unimodais de 13 pares H_s , T_p , e oito direções principais, totalizando 104 estados de mar distintos. A Figura 42 apresenta a distribuição de probabilidade dos estados de mar, na qual podem ser observadas as probabilidades de ocorrência das direções principais, e de cada conjugado H_s , T_p .

Figura 42 – Distribuição de probabilidades de estados de mar.

				45° Direction			Total Percentage	Exposure Time (hours)
No	Direction (deg)	Percentage (%)	Exposure Time (hours)	Seastate	H_s (m)	T_p (s)	rep (%)	
1	0	23.26	52823	1	1.25	4.5	3.29	25.52
2	45	25.52	57973.5	2	1.25	7.5	11.35	
3	90	2.34	5314.5	3	1.25	10	1.65	
4	135	0.14	325.5	4	1.25	14	1.34	
5	180	0.62	1413	5	2.25	5.5	18.27	
6	225	8.68	19705.5	6	2.25	9.5	35.79	
7	270	21.08	47872.5	7	2.25	16	4.00	
8	315	18.36	41709	8	3.25	8.5	15.29	
		100.00	227136	9	3.25	15	4.24	
				10	4.25	9.5	2.35	
				11	4.25	14	1.19	
				12	5	12.5	1.01	
				13	7.5	13	0.22	

Fonte: Nurwanto (2012).

Apesar de resumidos, a avaliação estatística de longo prazo considerando 104 estados de mar se apresentava inviável no contexto do atual trabalho, uma vez que com os recursos

computacionais disponíveis, a análise dinâmica global do sistema de ancoragem no curto prazo de 3 horas leva aproximadamente 6 horas, o que totalizaria cerca de 26 dias de simulação.

Considerando este aspecto, e levando em conta o objetivo do atual trabalho, avaliar a influência da OPB na redução da vida útil à fadiga de linhas de ancoragem, o que não exige a totalidade das especificações exigidas no projeto desses elementos estruturais, opta-se por tomar um conjunto de dados meteoceanográficos que contemple os 5 mais prováveis estados de mar, os 5 estados de mar com maior incidência de danos, sem considerar a probabilidade de ocorrência, e os 5 estados de mar com maior incidência de danos, considerando a probabilidade de ocorrências. Pela sobreposição, este subconjunto contém somente 11 estados de mar, e representa 37% da probabilidade de ocorrência do conjunto total de 104 estados de mar.

Destaca-se que os estados de mar com maior incidência de danos foram identificados pela simples relação H_S/T_P , sendo a probabilidade de ocorrência considerada por sua multiplicação direta pela relação referida. Vale a pena ressaltar ainda, que não foram realizadas análises quasi-dinâmicas para todo conjunto de dados meteoceanográficos, como indica a BV NI 604 (ver item 5.3.2.2), o que é dispensável ao objetivo deste trabalho.

Tabela 6 – Estados de mar de curto prazo tomados no exemplo 2.

Estado de Mar	Hs (m)	Tp (s)	Direção (Graus)	Ocorrência
1	2,25	5,50	45,00	12,58%
2	2,25	9,50	0,00	22,47%
3	2,25	9,50	45,00	24,65%
4	2,25	9,50	270,00	20,36%
5	2,25	9,50	315,00	17,74%
6	4,25	9,50	45,00	1,62%
7	7,50	13,00	0,00	0,14%
8	7,50	13,00	45,00	0,15%
9	7,50	13,00	270,00	0,13%
10	7,50	13,00	315,00	0,11%
11	7,50	13,00	225,00	0,05%

Quanto às condições de vento e corrente, para cada um dos 11 estados de mar, foram tomados os mesmos modelos do Exemplo 1.

6.4 Resultados

Após modelado o sistema estrutural e as condições ambientais, realizam-se as análises dinâmicas segundo metodologias de avaliação estatística de longo prazo de resposta, para avaliação de dano à fadiga de linhas de ancoragem, que, neste trabalho, foram realizadas de três maneiras diferentes.

A primeira delas foi efetuada com o auxílio do módulo *Fatigue Analysis* do OrcaFlex®, considerando essencialmente carregamentos TT. Para seções em amarra é utilizada a curva S-N da BV NR 493 (BV, 2015) com coeficientes $m = 3$ e $B = 1000$, representada pela Eq. 17.

$$N = BS^{-m} \quad (17)$$

As demais foram realizadas pela utilização do aplicativo desenvolvido no atual trabalho, uma delas considerando exclusivamente carregamentos TT e utilizando a mesma curva S-N usada no OrcaFlex®, sendo realizada a título de validação do aplicativo desenvolvido. A outra maneira, totalmente realizada segundo a metodologia de estimativa de vida à fadiga que considera carregamentos de tensão e flexão, apresentada no item 5.4; é aplicada visando comparar a estimativa de vida útil à fadiga de linhas de ancoragem fornecidas por tal metodologia e por aquelas clássicas, que consideram exclusivamente o TT, avaliando assim a influência da flexão fora do plano na vida à fadiga de linhas de ancoragem.

Destaca-se, ainda, que, no exemplo 1, a linha de ancoragem avaliada é a P4, enquanto que no exemplo 2 avalia-se a linha P6 (Figura 39). Em estudos formais, normalmente, a avaliação é realizada em todas as linhas, identificando-se a crítica entre elas, todavia, no atual trabalho, foi tomada uma linha para análise em cada exemplo, por questões de tempo de processamento computacional, pela consideração dos prazos a serem cumpridos para a defesa desta monografia. A escolha das linhas P4 e P6 é justificada pela maior possibilidade de solicitações estruturais distintas, de modo a serem desenvolvidas relações diferentes entre as metodologias, para cada um dos exemplos. Os resultados são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Comparação entre estimativas de vida à fadiga por diferentes metodologias.

Metodologia	Vida à Fadiga (Anos)	
	Exemplo 1 (P4)	Exemplo 2 (P6)
OrcaFlex (TT)	36,69	5,44
Aplicativo (TT)	37,17	5,45
Aplicativo (TT+OPB)	6,27	0,92

A avaliação inicial dos resultados incide sobre a correspondência entre as estimativas de vida à fadiga das linhas, considerando carregamentos TT, fornecidas pelas duas ferramentas computacionais utilizadas. Observa-se que os erros relativos da resposta do aplicativo desenvolvido em relação ao *Fatigue Analysis* OrcaFlex® foram respectivamente 1,3% e 0,18% para os exemplos 1 e 2, o que foi considerado suficiente para validação da ferramenta desenvolvida, classificada como apta a fornecer corretas estimativas de vida à fadiga por esforços combinados de tração e flexão segundo a metodologia apresentada no trabalho.

Desta forma, a influência da OPB na vida à fadiga de linhas de ancoragem, pode ser finalmente avaliada com auxílio de indicadores matemáticos. Observa-se que a vida útil à fadiga das linhas, estimada considerando carregamentos TT e OPB foram respectivamente 16,86% e 16,88% da obtida pela metodologia que considera exclusivamente carregamentos TT (*Fatigue Analysis* OrcaFlex®).

Tais resultados são ausentes da aplicação de fatores de segurança, que devem ser aplicados em projetos diretamente ao tempo de vida útil. Estes fatores apresentam valores que variam de metodologia para metodologia, no caso da BV NI 604 (Bureau Veritas, 2014), por exemplo, o fator de segurança mínimo é igual a 3.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como foco a OPB, fenômeno responsável por inúmeras falhas de linhas de ancoragem projetadas segundo recomendações das principais sociedades de classificação mundial do setor.

Para a avaliação matemática da influência da OPB na vida à fadiga de linhas de ancoragem, foi desenvolvido um aplicativo para análise de fadiga desses elementos estruturais, que, segundo a correspondência dos resultados obtidos pela ferramenta e dos obtidos pelo *software* OrcaFlex®, mostrou-se bastante eficaz ao objetivo que se propõe.

Foram analisados, então, dois exemplos práticos cujos resultados indicaram que a expectativa de vida à fadiga considerando carregamentos de tração e flexão fora do plano (OPB) é cerca 16,8% da expectativa de vida à fadiga considerando essencialmente carregamentos de tração, isto para os cenários analisados. Tais resultados se aproximam da conclusão de Kim et al. (2018), que verificou valores de 20% a 25% para a mesma relação, aplicando metodologia similar.

Diante de tais resultados, depreende-se que a OPB tem forte influência na vida à fadiga de linhas de ancoragem, e deve ser indispensavelmente considerada em projeto.

Foi observado, ainda, que a relação entre a expectativa de vida útil à fadiga, considerando carregamentos combinados de tração e flexão apresentam o mesmo valor para ambos os exemplos. Tal correspondência é explicada pelo fato de que em ambos, o ponto crítico de fadiga foi o *hotspots* A (Figura 36), que, conforme apresentado na Tabela 2, é o único a não depender diretamente das tensões de flexão para um elo que sofre OPB, pois o FCT para este carregamento é nulo. Nesta restrita situação, a relação permanece a mesma, uma vez que as linhas de ancoragem são idênticas. Todavia o valor de 16,8% não pode ser adotado para a relação entre as metodologias para o *hotspots* A, uma vez que depende de algumas características da linha como a carga de ruptura mínima e o diâmetro nominal. Uma relação analítica pode ser obtida para esta relação, em função de algumas variáveis como estas. Ainda assim, a análise deve ser realizada de maneira completa, pois não existe indicação que o *hotspots* A sempre será o crítico, pelo contrário, segundo a BV NI 604 (Bureau Veritas, 2014), nenhum dos *hotspots* pode ser descartado. Vale-se, então, a realização de uma análise paramétrica de sensibilidade da variação dos pontos críticos de fadiga.

7.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

- Obtenção de relação analítica para relação entre a expectativa de vida útil à fadiga obtida pela metodologia proposta no atual trabalho, que considera carregamentos combinados de tração e flexão fora do plano, e a obtida pela metodologia clássica TT, para o *hotspot* A.
- Avaliar a influência da OPB na vida à fadiga de linhas de ancoragem em configurações distintas de sistemas de ancoragem e condições ambientais diferentes.

- Incorporar ao aplicativo a sistemática de obtenção dos momentos e ângulos de interligação por análise estática da *top chain*.
- Avaliar a influência de efeitos dinâmicos na estimativa dos momentos e ângulos de interligação.
- Comparar eficiência computacional das estimativas dos momentos e ângulos de interligação por análise estática da *top chain*, ou de maneira dinâmica, pela incorporação da lei de rigidez no modelo de análise dinâmica da linha.
- Incorporar ao aplicativo a formulação para consideração dos comportamentos rotacionais de *fairleads* biarticulados.
- Estudar e implementar outras metodologias de análise de vida à fadiga por carregamentos combinados de tensão e flexão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABC MOORINGS. *Mooring Lines*, Disponível em: <http://abc-moorings.weebly.com/mooring-lines.html>, Acesso em 10 de outubro de 2018.
- AKER SOLUTIONS. *Floater Designs*, Disponível em: <https://akersolutions.com/what-we-do/products-and-services/floater-designs/>, Acesso em 10 de outubro de 2018.
- API. *Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Sloating Structures – API-RP-2SK*, 1997.
- API. *Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design – API-RP-2A-WSD*, 2014.
- API. *Planning, Designing, and Constructing Tension Leg Platforms – API-RP-2T*, 2015.
- ASTM. *Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis – E 1049-85*, 1997.
- BERTHELSEN, K. *Out of Plane Bending of Mooring Chains*, Dissertação de Mestrado, Norwegian University of Science and Technology, NTNU, 2017.
- BOMEL. *Design Guidelines for Anchor Chains*, Technical Report 538R00204, 1992.
- BRANCO, C. A. G. M. *Mecânica dos Materiais*, Fundação Calouse Gulbenkian, Lisboa, 1985.
- BUREAU VERITAS, *Classification of Mooring Systems for Permanent and Mobile Offshore Units, Rule Note NR 493 DT R03 E*, 2015.
- BUREAU VERITAS, *Fatigue of Top Chain of Mooring Lines due to In-Plane and Out-of-Plane Bendings, Guidance Note NI 604 DT R00 E*, 2014.
- CASTRO, L. J. B. *Análise da Sequência de Carregamento na Vida em Fadiga da Liga de Alumínio AL 7050 – T7451*, Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016.
- CHAKRABARTI, S. *Handbook of Offshore Engineering*, v. 1, ed. 1, Elsevier, 2005.
- CICILIA, F. B. *Critério de Projeto Baseado em Confiabilidade para o sistema de Tendões de uma TLP*, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- DNV. *Offshore Standard DNV-OS-E301 – Position Mooring*, 2010.
- DNV. *Offshore Standard DNV-OS-F201 – Dynamic Risers*, 2010.
- DNV. *Recommended Practice DNV-RP-C203 – Fatigue Design of Offshore Steel Structures*, 2011.
- DNV. *Recommended Practice DNV-RP-C205 – Environmental Conditions and Environmental Load*, 2010.

EIA – U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Offshore Production Nearly 30% of Global Crude Oil Output in 2015*, 2016, Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>. Acesso em 21 de novembro de 2018.

ESDEP. *European Steel Design Education Programme*, 2000, disponível em: <http://www.esdep.org>. Acesso em 10 outubro de 2018.

FLICKR. *Loading buoy, FPSO “Girassol” and Lancelot*, 2015, disponível em: <https://www.flickr.com/photos/gwenoledekermenguy/17946801269>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

HWANG, O. J. *Fatigue Assessment of Mooring Chain Link of Spread-moored FPSO in Deepwater Considering Bending Phenomenon*, Tese de Doutorado, Korea Maritime and Ocean University, 2012.

ISO. *Stationkeeping Systems for Floating Offshore Structures and Mobile Offshore Units – ISO 19001-7*, 2013.

JEAN, P., GOESSENS, K., L’HOSTIS, D. *Failure of Chains by Bending on Deepwater Mooring Systems*, OTC, n. 17238, USA Houston, Texas, EUA, 2005.

KAWASAKI, P. Y. *Análise de Linhas de Ancoragem de Plataformas Oceânicas Considerando diversos Tramos e o Trecho Enterrado da Linha*, Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

KIM, Y., KIM, M. S., PARK, M. J. *Fatigue Analysis on the Mooring Chain of a Spread Moored FPSO Considering the OPB and IPB*, International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, 2018.

KUROJJANAWONG, K.. *Offshore Structural Corner: Random Vibration Concept*, International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, 2018.

KVITRUD, A. *Anchor Line Failures – Norwegian Continental Shelf 2010-2014*, Technical Report 992081, Petroleumstilsynet (PSA), F-Konstruksjonssikkerhet, 2014;

LUO, M., HEYL, C. *Numerical Study on the Out-of-Plane Bending (OPB) Behaviors of Studless Mooring Chain Links in Fairlead Structures*, International Ocean and Polar Engineering Conference, San Francisco, Estados Unidos, 2017.

MA, K.T., DUGGAL, A., SMEDLEY, P., L’HOSTIS, D., SHU, H. *A historical review on integrity issues of permanent mooring systems*, OTC, 2013.

MARINE TECHNOLOGY. *Lankhorst Increases Ropes Supply Range*, 2013, Disponível em: <https://www.marinetechologynews.com/news/lankhorst-increases-ropes-supply-477092>. Acesso em 10 de outubro de 2018.

MATT HALL. *Moordyn*, disponível em: <http://www.matt-hall.ca/moordyn.ht>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

MARTINS, M. A. L. *Avaliação das Metodologias de Projeto de Risers Rígidos*, Trabalho de Conclusão de Curso, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2008;

MELIS, C., JEAN, P., VARGAS, P. M. *Out-of-Plane Bending Testing of Chain Links*, *Proceedings of OMAE 2005 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Halkidiki, Grécia, 2005.

MEYERS, M. A., CHAWLA, K. K.. *Mechanical Behavior of Materials*, ed. 2, Cambridge University Press, 2009.

NURWANTO, T. *COBRA Riser Concept for Ultra Deepwater Condition*, Dissertação de Mestrado, *Faculty of Science and Technology, University of Stavanger*, 2012.

OFFSHORE MAGAZINE. *Expansion of Angoflex Showcases Technip's Umbilical Capability*, 2013, Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-73/issue-02/flowlines-and-pipelines/expansion-of-angoflex-showcases-technips-umbilical-capability-n.html>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

OFFSHORE MAGAZINE. *Mooring Systems for Offshore Floating Installations: Trends and Technology*, Poster, n. 108, 2013.

OFFSHORE MAGAZINE. *Software Tools Aid Long-Term Management, Integrity of Floating Platforms*, 2006, Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-8/production/software-tools-aid-long-term-management-integrity-of-floating-platforms.html>.

ORCINA. Disponível em: <https://www.orcina.com/SoftwareProducts/OrcaFlex/>. Acesso em 10 de outubro de 2018.

ORTIZ NETO, J. B., SHIMA, W. T. *Trajetórias Tecnológicas no Segmento Offshore: Ambiente e Oportunidades*, *Revista de Economia Contemporânea*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 3, p. 301-331, 2008.

PIERSON JR., W. J., MOSKOWITZ L. *A Proposed Spectral Form for Fully Developed Wind Seas Based on the Similarity of S. A. Kitaigorodskii*, *Journal of Geophysical Research*, v. 69, p. 5185-5190, 1964.

QINGDAO ANCHOR CHAIN CO., LTD. *Product: Offshore Mooring Chain*, Disponível em: <http://www.cnqac.com/offshore-mooring-chain/offshore-mooring-chain-stud-link-mooring.html>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

QUES10. *Question: Explain the Mechanism of Fatigue Failure*. Disponível em: <http://www.ques10.com/p/21915/explain-the-mechanism-of-fatigue-failure/>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

RAMPLI, L., VARGAS, P. *Fatigue Testing of out-of-plane fatigue mechanism of chain links*, *Proceedings of OMAE 2006 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Hamburg, Germany, 2006.

ROMERO, J. E. G., ESPINOSA, J. G., CAMAS, B. S., PARRA, B. Z. *Non-Linear Dynamic Analysis of the Response of Moored Floating Structures*, *Marine Structures*, v. 49, p. 116-137, 2016;

SAGRILO, L. V. S., SIQUEIRA, M. Q., ELLWANGER, G. B., LIMA, E. C. P., FERREIRA, M. D. A. S., MOURELLE, M. M. *A Coupled Approach for Dynamic Analysis of CALM Systems*. Applied Ocean Research, v. 24, p. 47-58, 2002.

SILVA, M.Z. **Estudo da Influência do Desgaste na Falha Prematura de Componentes de Linhas de Ancoragem**, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016.

SIQUEIRA, M. Q. **Análise Aleatória de Estruturas Marítimas: Estatística de Curto e Longo Prazo e Determinação de Valores Extremos**, Tese de Doutorado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 1995.

SOTRA ANCHOR E CHAIN. *Approximate Dimensions for Chain & Accessories*, Disponível em <http://www.sotra.net/products/chains/approximate-dimensions-for-chain-accessories>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

SOUSA, F. J. M. **Estatística de Longo Prazo da Resposta Aplicada à Análise de Risers Metálicos**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2005.

VARGAS, P. M. AND JEAN, P. **FEA of out-of-plane fatigue mechanism of chain links**, *Proceedings of OMAE 2005 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Halkidiki, Grécia, 2005.

VARGAS, P. M., HSU, T. M., LEE, W. K. **Stress Concentration Factors for Stud-Less Mooring Chain Links in Fairleads**, *Proceedings of OMAE 2004 23th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Vancouver, Canada, 2004.

WFMZ. **Reading Residents Fed up With Partying at the Pagoda**, 2018, Disponível em: <http://www.wfmz.com/news/berks/residents-fed-up-with-partying-at-the-pagoda/781178549>, Acesso em 10 de outubro de 2018.

WORLD OCEAN REVIEW. **WOR 3: Marine Resources – Opportunities and Risks**, 2014, Disponível em: <https://worldoceanreview.com/en/wor-3/>, Acesso em 10 de outubro de 2018.