

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Ian Santos Vasconcellos

**Análise global dinâmica de *risers* flexíveis com
ênfase em regiões de conectores**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Arthur Martins Barbosa Braga

Rio de Janeiro
Dezembro de 2018

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo, agradeço a Deus, por me dar saúde e paz todos os dias da minha vida.

Agradeço à Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e a todos os profissionais que contribuem para mantê-la e aprimorar sua excelência, destacando meu orientador Arthur Braga. Às agências CAPES e CNPQ pelo apoio concedido à minha formação universitária.

Agradeço a todas as pessoas, que de alguma forma, cruzaram minha jornada universitária e a tornaram mais proveitosa e agradável.

Agradeço aos meus amigos que estão sempre presentes no meu dia-a-dia, compartilhando momentos de alegria e tristeza. Agradeço aos meus amigos do meu intercâmbio, que me mostraram que posso ter uma família postíça mesmo milhares de quilômetros longe de casa.

Finalmente, agradeço a toda minha família, por seu papel imprescindível na minha formação como ser humano e na formação dos meus valores, prioridades e metas de vida. Principalmente aos meus pais, Carlos e Dilma, por se fazerem presentes sempre que eu precisei e por me proporcionarem as melhores oportunidades que podiam, nunca deixando de me apoiar nas minhas escolhas. A minha irmã Liz, por ser além de irmã, uma amiga presente. E agradeço, em especial, ao meu avô Manoel que me ensinou meus valores mais importantes e que me inspira, todos os dias, a ser uma pessoa melhor.

RESUMO

Análise global dinâmica de *risers* flexíveis com ênfase em regiões de conectores

As linhas flexíveis são estruturas tubulares quilométricas utilizadas na indústria de óleo e gás. A tecnologia dos flexíveis tem se mostrado eficaz em diversas aplicações da indústria petrolífera e, conseqüentemente, amplamente utilizada em campos de petróleo ao redor do mundo.

Uma das fases cruciais no projeto de uma linha flexível é a definição dos acessórios que irão fazer parte de sua composição. Por se tratar de comprimentos extremamente longos, um dos acessórios imprescindíveis é o conector (do inglês, *end-fitting*), que é responsável por conectar segmentos distintos da linha. Linhas flexíveis são modulares, ou seja, são compostas de diferentes estruturas conectadas, portanto é possível otimizar cada tramo de linha de acordo com a necessidade. Estes conectores devem ser projetados de forma a manter sua integridade estrutural quando submetidos a carregamentos dinâmicos de onda, corrente, maré e também a carregamentos relativos à movimentação da unidade de produção na superfície.

O presente trabalho tem como objetivo analisar os esforços atuantes ao longo de todo o *riser* flexível e, particularmente nas regiões de conexão, onde os conectores são acoplados à linha com auxílio de flanges e conjuntos de estojos. Foram analisados alguns resultados como força axial e curvatura máxima, sendo os resultados comparados para diferentes configurações de linha e diferentes pontos de conexão ao longo da linha. Para isso, foram realizadas análises dinâmicas globais utilizando o software de simulação numérica baseado em elementos finitos *Deeplines*TM, de forma a resolver qualquer possível problema de convergência devido à não-linearidade das situações em estudo.

Os resultados obtidos através das análises permitiram constatar a necessidade da utilização de flutuadores e conectores. Por outro lado, altos valores de curvatura encontrados impedem que os conectores sejam instalados em determinadas pontos das seções. Apesar das estruturas que compõem a linha serem flexíveis, os conectores são estruturas de rigidez elevada que atuam como componentes de conexão, então é natural que concentrem esforços.

Palavras-chave: Tubos flexíveis. *Risers*. Análises globais dinâmicas. Simulações numéricas. Petróleo. Engenharia de dutos. Indústria offshore. FPSO. Óleo e gás.

ABSTRACT

Global dynamic analysis of flexible risers with emphasis on end-fitting regions

Flexible pipelines are lengthy tubular structures used in the oil and gas industry. The flexible pipe technology has shown efficiency regarding to several applications in the petroleum industry and, therefore, it has been widely used in exploration fields around the world.

One of the crucial phases in the design of a flexible pipeline is the definition of the accessories that will be built up along the pipeline. Because of the extremely long lengths, one of the essential accessories is the end-fitting, which is responsible for connecting distinct pipe segments. Since the flexible pipelines are modular, which means, they are assembled of different connected tubular structures, it becomes possible to optimize each section of the line, according to the needs. These connectors must be designed and manufactured in a way that maintains their structural integrity when under dynamic loadings of wave, current, and tide relative to the movement of the production unit on the surface.

The present paper lies on analyzing the effective loads along the whole flexible riser, particularly, on connection regions, where the end-fittings are coupled to the line through assemblies of flanges. Results such as, effective tension and maximum curvature, were obtained and compared for a determined line configuration and different connection points along the line. To achieve this, global dynamic analyses were performed using the numerical simulation software based on finite elements *Deeplines*[™], which has tools to manage any convergence issue due to the nonlinearity of the situations under study.

The results retrieved from the analyses have allowed to verify the need of buoyancy modules and end-fittings along the line. In the other hand, it is not recommended to set end-fitting structures at certain points due to high values of curvature found. Although the pipe structure is flexible, the end-fittings are rigid structures supposed to work as connections components, and therefore, will concentrate tension.

Key-words: Flexible pipelines. Risers. Global dynamic analysis. Numerical simulations. Petroleum. Pipes engineering. Offshore industry. FPSO. Oil & gas.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1. CONTEXTO GERAL	10
1.2. MOTIVAÇÃO	12
1.3. OBJETIVOS	13
1.4. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO	14
2 DEFINIÇÕES BÁSICAS	16
2.1. DUTO FLEXÍVEL.....	16
2.2. CLASSIFICAÇÃO DOS FLEXÍVEIS	17
2.2.1. Região e regime de operação da linha flexível	17
2.2.2. Função da linha flexível	18
2.3. CAMADAS DO FLEXÍVEL	19
2.3.1. Carcaça intertravada	20
2.3.2. Camada de pressão	20
2.3.3. Armadura de pressão.....	21
2.3.4. Armadura de tração.....	22
2.3.5. Fitas de alta resistência e anti-desgaste.....	22
2.3.6. Camada de isolamento térmico.....	24
2.3.7. Capa externa.....	24
2.4. CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE LINHAS FLEXÍVEIS	25
2.4.1. Catenária livre.....	25
2.4.2. Lazy Wave.....	26
2.4.3. Outras configurações.....	27
2.5. ACESSÓRIOS	28
2.5.1. Conectores	28
2.5.2. Flutuadores	29
2.5.3. Clamps internos	30
2.5.4. Enrijecedores de curvatura	30
2.5.5. Vértebra	31
2.6. UNIDADES DE PRODUÇÃO	32
2.6.1. Tipos de plataformas	32
2.6.1.1. Plataforma Fixa	32
2.6.1.2. Semissubmersível	33
2.6.1.3. TLWP (Tension Leg Wellhead Platform).....	34
2.6.1.4. FPSO (Floating Production, Storage and Offloading)	34
2.6.2. Movimentação da unidade flutuante	35

3 MÉTODO PROPOSTO E MODELO NUMÉRICO	40
3.1. MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS.....	40
3.2. MODELAGEM MECÂNICA DO RISER FLEXÍVEL.....	42
3.3. MODELAGEM DOS CARREGAMENTOS AMBIENTAIS.....	43
3.3.1. <i>Coefficientes hidrodinâmicos</i>	43
3.3.2. <i>Ondas</i>	44
3.3.2.1. Abordagem regular.....	45
3.3.2.2. Abordagem irregular.....	47
3.3.3. <i>Correntes</i>	49
3.3.4. <i>Interações da linha com o leito marinho</i>	50
3.4. CONDIÇÕES DE CONTORNO.....	51
3.5. ANÁLISE GLOBAL.....	51
3.5.1. <i>Análise global estática</i>	52
3.5.2. <i>Análise global dinâmica</i>	53
3.5.2.1. Método de integração explícita.....	54
3.5.2.2. Método de integração implícita.....	54
4 ESTUDO DE CASO	55
4.1. MODELAGEM DA UNIDADE FLUTUANTE.....	56
4.2. MODELAGEM DA LINHA FLEXÍVEL.....	58
4.3. MODELAGEM DOS EFEITOS AMBIENTAIS.....	64
4.4. SIMULAÇÃO DINÂMICA.....	66
5 RESULTADOS	67
5.1. TENSÃO EFETIVA.....	67
5.2. CURVATURA.....	74
5.3. CONECTORES.....	76
6 CONCLUSÕES.....	77
6.1. ANÁLISE GERAL DE RESULTADOS.....	77
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	78
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Mapa dos campos de petróleo da Bacia de Santos</i>	10
<i>Figura 2 - Esquema representativo do perfil marinho de profundidade</i>	11
<i>Figura 3 - Imagem de modelo criado no software Deeplines™</i>	14
<i>Figura 4 – Armazenamento dos flexíveis em cestos e bobinas</i>	16
<i>Figura 5 - Vista em corte de um flexível</i>	19
<i>Figura 6 - Detalhamento das camadas do flexível típico (adaptado de API – 2002)</i>	19
<i>Figura 7 – Seção transversal da carcaça intertravada (API – 2002)</i>	20
<i>Figura 8 - Perfis das armaduras de pressão (API – 2002)</i>	21
<i>Figura 9 – Fenômeno conhecido como "gaiola de passarinho"</i>	23
<i>Figura 10 - Configuração Lazy-Wave</i>	26
<i>Figura 11 - Configurações típicas de risers flexíveis (API – 2002)</i>	27
<i>Figura 12 - Corte de um conector identificando seus componentes</i>	28
<i>Figura 13 - Instalação de flutuadores durante lançamento de linha</i>	29
<i>Figura 14 - Clamp com flutuador</i>	30
<i>Figura 15 - Enrijecedor de curvatura</i>	30
<i>Figura 16 - Vértebra (ABCO Subsea)</i>	31
<i>Figura 17 - Plataforma fixa (www.petrobras.com.br)</i>	33
<i>Figura 18 – Semissubmersível (www.petrobras.com.br)</i>	33
<i>Figura 19 – TLWP (www.petrobras.com.br)</i>	34
<i>Figura 20 - FPSO (www.petrobras.com.br)</i>	35
<i>Figura 21 - Configuração lazy wave com offsets aplicados</i>	37
<i>Figura 22 - A unidade flutuante e seus graus de liberdade</i>	38
<i>Figura 23 - RAOs representativos de um FPSO (Fonte: ARAUJO [8])</i>	39
<i>Figura 24 - Direção de ondas incidentes em relação à plataforma</i>	39
<i>Figura 25 – Esquema simples de segmentos e nós (Manual Online Orcina OrcaFlex®)</i>	40
<i>Figura 26 – Esquema detalhado de segmentos e nós (Manual Online Orcina OrcaFlex®)</i>	41
<i>Figura 27 - Diagrama para seleção de teorias de onda regular (DNV-2010)</i>	46
<i>Figura 28 - Valores típicos de rigidez e coeficientes de atrito da linha com o solo</i>	50
<i>Figura 29 - Vista lateral do FPSO com eixos próprios de referência (Elaborada pelo autor)</i>	56
<i>Figura 30 - Vista superior do FPSO e linha flexível na referência global (Elaborada pelo autor)</i>	56
<i>Figura 31 – Vista superior, representação gráfica dos offsets (Elaborada pelo autor)</i>	58
<i>Figura 32 - Seção equivalente de boias (Elaborada pelo autor)</i>	59
<i>Figura 33 – Perfil de configuração neutra de riser</i>	61
<i>Figura 34 - Vista isométrica do conjunto FPSO-Linha flexível (Elaborada pelo autor)</i>	62

<i>Figura 35 - Representação gráfica do perfil de corrente (Elaborado pelo autor)</i>	65
<i>Figura 36 - Imagem capturada do FPSO durante a simulação (Elaborada pelo autor)</i>	66
<i>Figura 37 – Tensão - Caso 1 – NEAR</i>	67
<i>Figura 38 - Tensão - Caso 2 – FAR</i>	68
<i>Figura 39 - Tensão - Caso 3 – CROSS 1</i>	68
<i>Figura 40 - Tensão - Caso 4 – CROSS 2</i>	69
<i>Figura 41 - Tensão - Caso 5 – CROSS NEAR 1</i>	69
<i>Figura 42 - Tensão - Caso 6 – CROSS NEAR 2</i>	70
<i>Figura 43 - Tensão - Caso 7 – CROSS FAR 1</i>	70
<i>Figura 44 - Tensão - Caso 8 – CROSS FAR 2</i>	71
<i>Figura 45 - Offsets em relação ao FPSO (Elaborada pelo autor)</i>	72
<i>Figura 46 - Vista lateral da linha (Elaborada pelo autor)</i>	73
<i>Figura 47 - Vista lateral da linha com offsets NEAR e FAR e configuração neutra</i>	75

LISTA DE TABELAS

<i>Table 1 - Parâmetros geométricos do FPSO</i>	57
<i>Table 2 - Posição do centro de massa do FPSO</i>	57
<i>Table 3 - Parâmetros geométricos do suporte de conexão da linha com o FPSO</i>	57
<i>Table 4 - Matriz de casos</i>	57
<i>Table 5 - Parâmetros geométricos e mecânicos das estruturas (Elaborado pelo autor)</i>	60
<i>Table 6 - Parâmetros geométricos e mecânicos dos conectores (Elaborado pelo autor)</i>	61
<i>Table 7 - Discretização da malha de elementos (Elaborado pelo autor)</i>	63
<i>Table 8 - Caracterização do solo marinho (Elaborado pelo autor)</i>	64
<i>Table 9 - Dados de onda incidente (Elaborado pelo autor)</i>	64
<i>Table 10 - Perfil de corrente unidirecional (Elaborado pelo autor)</i>	65
<i>Table 11 - Resultados de tensão efetiva no topo</i>	72
<i>Table 12 - Resultados de tensão efetiva no TDP</i>	73
<i>Table 13 - Resultados de curvatura máxima no SAG-HOG e no TDP</i>	74
<i>Table 14 - Resultados de tensão efetiva atuante nos conectores</i>	76

Este petróleo, segundo estudos geológicos, está contido em uma série de campos num total de 112.000 km² de área. Eles se encontram em sua maioria em áreas encobertas por uma coluna de água de grande profundidade de aproximadamente 5000 metros, sendo que, pelo menos 2000 metros são de sal, daí o nome popular conhecido como “pré-sal” (MALTA, 2010).

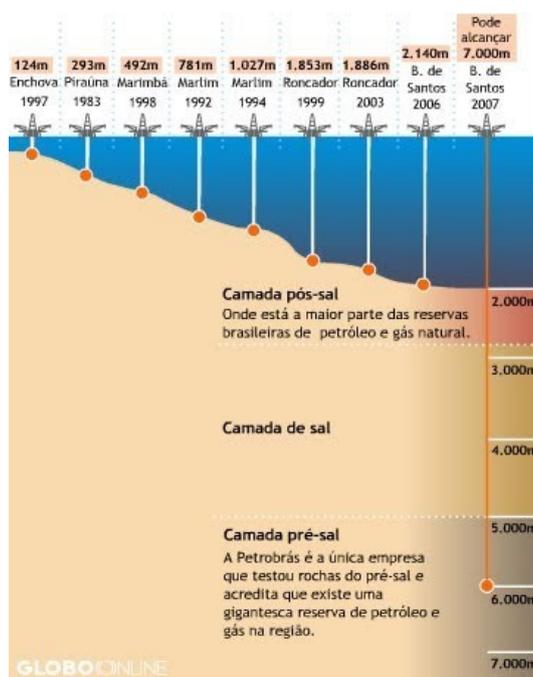


Figura 2 - Esquema representativo do perfil marinho de profundidade

A descoberta dessas reservas de petróleo trouxe novos desafios para a indústria brasileira, pois são campos nos quais as condições de operação são diferentes do que se costumava praticar na exploração de petróleo. Alguns dos desafios que surgiram nesses novos campos foram as condições extremas de temperatura, pressão e altas concentrações de elementos químicos danosos.

Nesse contexto, as empresas exploradoras de petróleo se depararam com condições bastante adversas e, conseqüentemente, com a necessidade iminente de buscar novas soluções e equipamentos. Devido às características estruturais multicamadas, que serão detalhadas em seções futuras deste trabalho, as linhas flexíveis são capazes de suportar altas pressões e carregamentos hidrodinâmicos e resistir à corrosão. Diante disso, os flexíveis começaram a ganhar força no mercado, pois se mostraram uma ótima opção para extração de petróleo nestas condições, tornando-se peças fundamentais na exploração *offshore* de um campo de petróleo.

1.2. Motivação

Tendo em vista o contexto apresentado, a necessidade de solucionar complicações trazidas pelas reservas do pré-sal buscando otimizar a produção, tornaram essenciais os constantes estudos e desenvolvimento de novas tecnologias, destacando-se os “flexíveis”.

Além disso, qualquer falha no projeto deste produto pode causar danos irreversíveis à linha com altíssimos prejuízos econômicos pela perda do equipamento e cessão da produção e, principalmente, causar acidentes irreparáveis ao meio ambiente, como vazamento de óleo no ambiente marinho. Torna-se evidente a importância do desenvolvimento de estudos sobre temas relacionados à indústria petrolífera, tornando possível garantir a confiabilidade necessária para o bom funcionamento e eficiência de todo o equipamento industrial envolvido.

Uma vez que os flexíveis surgiram como uma possível solução, fez-se necessário o desenvolvimento de equipamentos e acessórios componentes para as linhas flexíveis. Diversos acessórios são instalados com as linhas e cada um desempenha uma função específica, seja durante a instalação da linha, durante sua vida útil de operação ou durante o seu recolhimento. Como exemplos de acessórios muito utilizados, podemos destacar: conectores, enrijecedores, vértebras, bóias e alguns colares (de ancoragem, de peso morto, de anodo).

Independente de qual acessório se trata, é imprescindível que ele atenda às condições para as quais será utilizado. Ou seja, o dimensionamento e a fabricação desses acessórios estão diretamente vinculados a muitas das condições às quais a linha flexível estará submetida. Isso significa que o acessório deverá suportar altas pressões, temperaturas extremas, corrosão e fadiga. Sendo assim, as análises dinâmicas do comportamento global das linhas deverão levar em consideração que haverá conectores ao longo dos *risers*.

1.3. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo realizar análises globais dinâmicas para uma linha flexível em uma configuração de arranjo típico. Espera-se extrair dessas análises valores de máxima tração axial no topo da linha e curvatura máxima ao longo da mesma, bem como os valores dos carregamentos atuantes nos pontos de conexão.

Há diversos fatores envolvidos nas análises, como por exemplo a lâmina d'água de operação e as condições do estado de mar local (perfis de correnteza, incidência de ondas, perfis de densidade e de temperatura da água). Portanto, serão propostos diferentes estudos de casos, com diferentes condições de operação, a fim de realizar-se uma comparação entre os dados extraídos das análises para cada situação.

Após apresentadas algumas definições básicas importantes para o entendimento do trabalho, foi construído um modelo de simulação numérica no software de elementos finitos *Deeplines*TM. Foram propostos três estudos de caso com condições de operação distintas, utilizando valores de *input* representativos obtidos da bibliografia e de boas práticas da indústria.

O trabalho visa também ilustrar alguns parâmetros relevantes que influenciam em um projeto típico de linhas flexíveis e apresentar uma visão geral dos conceitos envolvidos. Neste cenário, fica comprovada a importância de realizar-se um dimensionamento consciente dos acessórios que compõem uma linha flexível, considerando cada cenário de projeto, como os carregamentos ambientais e a movimentação da unidade de produção.

1.4. Metodologia de desenvolvimento

A fim de alcançar os resultados esperados e obter conclusões, será utilizada uma metodologia que consistirá em propor condições para um modelo numérico, construir esse modelo com auxílio de ferramentas e *softwares* de simulação, extrair resultados desejados e finalmente compará-los e analisá-los.

Como mencionado anteriormente, o modelo proposto deverá levar em consideração diversos fatores ambientais, como lâmina d'água marinha, estados de mar, condições de correnteza e ondas. Portanto, serão propostas condições ambientais que deverão ser fielmente representadas no modelo numérico criado. Serão assumidas condições realistas de projeto, de acordo com as condições marinhas dos campos de exploração de petróleo existentes, de forma que seja possível comparar os resultados obtidos numericamente com os esperados.

Para esse trabalho, será adotado como principal guia de estudo a norma *API-17B – American Petroleum Institute*, pois trata-se de uma norma validada para projeto de flexíveis. Sendo assim, os modelos numéricos propostos neste trabalho irão seguir diretrizes confiáveis, consistentes e verificadas.

Para construir o modelo numérico, será utilizado o *software* de simulação marinha *PRINCIPIA Deeplines™* (vide Figura 3), que permite modelar condições ambientais, bem como geometria e configuração da unidade de produção e de todas as linhas a ela conectadas. Este é um *software* baseado no método de elementos finitos que permite extrair valores das mais variadas grandezas físicas, em diferentes pontos da linha e nas três direções globais *x,y,z*.

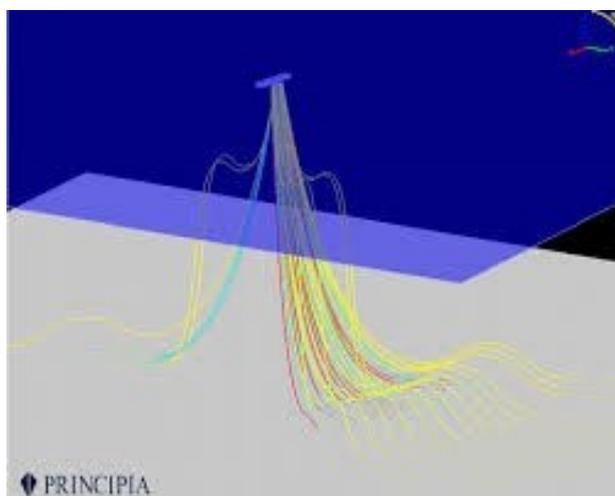


Figura 3 - Imagem de modelo criado no software *Deeplines™*

Após construído o modelo, serão rodadas análises estáticas e dinâmicas, nas quais o *software* permite determinar número de interações realizadas, tempo total de simulação e densidade de contato (referente aos nós do método de elementos finitos).

A partir das análises, será possível extrair diversos resultados como tensões, curvaturas, ângulo de conexão da linha com a vertical e compará-los com resultados conhecidos que constam na literatura e em registros de operações de plataformas reais. No caso desse trabalho, como se trata de uma análise dinâmica com ênfase nas regiões dos conectores, além dos resultados globais, serão extraídos alguns resultados locais referentes aos pontos de conexão (*end-fittings*) que serão detalhados e modelados no *software*.

2 DEFINIÇÕES BÁSICAS

2.1. Duto flexível

Os dutos flexíveis caracterizam-se por serem estruturas capazes de suportar grandes cargas de tração axial juntamente a uma grande capacidade de curvatura, devido a sua baixa rigidez flexional. Comparados aos rígidos, sua alta resistência a cargas axiais alinhada com sua alta capacidade de dobra por conta de sua estrutura em camadas são um grande atrativo para o mercado destacando-se com algumas vantagens (TECHNIP, 2010).

Conhecidos como tubos flexíveis de camadas não aderentes (do inglês, *unbonded flexible pipes*) são tubos fabricados de camadas sobrepostas sem que haja fixação entre as camadas. Cada camada exerce uma ou mais funções específicas, de acordo com as características do material de que é feita. A combinação dessas diferentes camadas resulta em uma estrutura final com baixa rigidez flexional e elevadas rigidezes axial, radial e torcional, além da capacidade de resistir a altas pressões, temperaturas extremas e carregamentos dinâmicos cíclicos.

Apesar de os flexíveis atenderem a diversas aplicações (produção de óleo, injeção de gás, injeção de produtos químicos, entre outras), as empresas fornecedoras costumam oferecer uma solução otimizada de acordo a aplicação e com as necessidades específicas de cada cliente. Vale ressaltar ainda, que os tubos flexíveis podem ser fabricados em grandes comprimentos contínuos, pois sua baixa rigidez flexional permite que sejam armazenados em bobinas ou cestos, como mostrado na Figura 4:



Figura 4 – Armazenamento dos flexíveis em cestos e bobinas

2.2. Classificação dos flexíveis

As linhas flexíveis podem ser empregadas como:

- *Flowlines* – Conectam equipamentos submarinos (árvores de natal molhadas e *manifolds*) às unidades de produção localizadas na superfície do mar. É a parte estática da linha flexível, que fica depositada no leito marinho. É conectada ao *riser*, que faz o transporte dos fluidos do fundo do mar até a superfície.
- *Risers* – Conectam equipamentos submarinos (árvores de natal molhadas e *manifolds*) às unidades de produção localizadas na superfície do mar. É a parte dinâmica da linha, que fica “pendurada” ao longo de toda a lâmina d’água. É conectada ao *flowline*, que faz o transporte dos fluidos no leito marinho.
- *Jumpers* – Conectam dois ou mais equipamentos submarinos entre si. Podem ser aplicados estática ou dinamicamente, dependendo das condições de projeto.

Para fins de otimização da linha, as estruturas flexíveis são modulares e classificadas a seguir, de acordo com a profundidade na qual cada módulo irá operar:

2.2.1. Região e regime de operação da linha flexível

Seus módulos são divididos por região e podem operar sob regime de operação estático (opera apoiado no fundo marinho) ou dinâmico (opera suspenso, com ou sem a presença de boias, dependendo da configuração de *riser* escolhida), como mostrado abaixo:

- *Riser* de Topo (dinâmico)
- *Riser* Intermediário (dinâmico)
- *Riser* de Fundo (dinâmico)
- *Flowline* (estático)

2.2.2. Função da linha flexível

- Produção de óleo/gás: Operam com misturas de óleo bruto e gás que são retiradas dos reservatórios que fluem para a unidade de produção. Apresentam carcaça de aço inoxidável, indispensável a preservação da camada que, por operar em contato direto com CO₂ e H₂S, está constantemente sujeita à corrosão.
- Injeção de gás: Operam com misturas de gases que são injetados no reservatório, a fim de deslocar o óleo do reservatório até a unidade de produção localizada na superfície marítima. Assim como as linhas de produção, apresentam carcaça de aço inoxidável, pois também operam em contato direto com CO₂ e H₂S.
- Injeção de água: Operam com água tratada, que é injetada no reservatório, a fim de manter a pressão e facilitar a recuperação do óleo do reservatório. Por operarem com água tratada, livre de CO₂ e H₂S, não necessitam de carcaça de aço inoxidável, sendo esta substituída por um tubo interno polimérico.
- Exportação de gás: Operam com o gás que é produzido e precisa ser escoado, visto que não é possível armazená-lo na unidade. Assim como as linhas de produção e injeção de gás, apresentam carcaça de aço inoxidável, pois operam em contato direto com CO₂ e H₂S.
- Serviço e Monitoramento: Em geral, são flexíveis compostos por um núcleo comum combinado de mangueiras de injeção e/ou controle e cabos elétricos. Utilizados essencialmente para controle remoto de válvulas e equipamentos eletrônicos, bem como para monitoramento das condições de operação das linhas.

2.3. Camadas do flexível

Como dito anteriormente, o flexível é composto por camadas poliméricas ou metálicas, cada uma fabricada para exercer uma ou mais funções estruturais. A seguir, é apresentado, com base na *API Spec 17B*, um detalhamento técnico de cada uma das camadas presentes num flexível típico, com um resumo de suas principais funções.

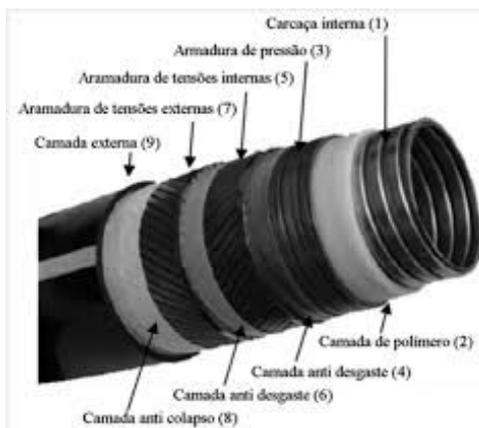


Figura 5 - Vista em corte de um flexível

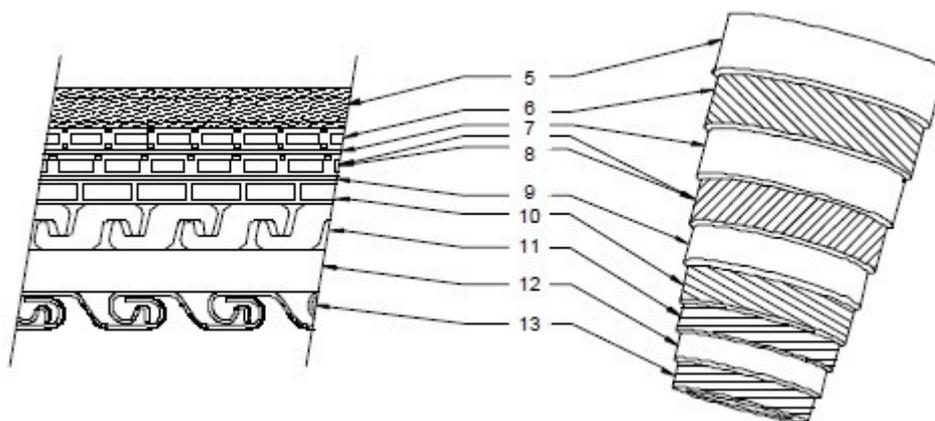


Figura 6 - Detalhamento das camadas do flexível típico (adaptado de API – 2002)

Legenda:

- 5 – Capa externa
- 6 – Armadura de tração externa
- 7 – Fita anti-desgaste
- 8 – Armadura de tração interna
- 9 – Fita anti-desgaste
- 10 – Segunda armadura de pressão (poucos casos exigem)
- 11 – Armadura de pressão
- 12 – Camada de pressão
- 13 – Carcaça intertravada

2.3.1. Carcaça intertravada

Essa camada é composta por uma estrutura intertravada de aço inoxidável. É uma camada indispensável quando se trata de uma linha pela qual haverá escoamento de fluidos que contenham substâncias químicas corrosivas (linhas chamadas de *rough bore*).

Tem como principal função resistir ao colapso hidrostático e às compressões radiais sofridas, devido às altas pressões externas no fundo do oceano ou ao aperto dos tensionadores na linha durante o processo de instalação. É uma camada segmentada, composta por várias fitas de aço intertravadas, que são conformadas por mandris, até alcançarem a geometria buscada (vide Figura 7).

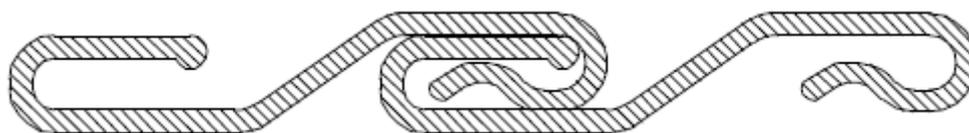


Figura 7 – Seção transversal da carcaça intertravada (API – 2002)

Alguns parâmetros definem a escolha da carcaça, como por exemplo a lâmina d'água, teor de cloretos, CO₂ e H₂S, pH da água, pressão e temperatura máximas de projeto, presença de água no fluido em contato com a carcaça e condições de estocagem da linha. Tudo isso também está relacionado à escolha do aço, dentre os comumente utilizados, estão AISI304, AISI316L, Duplex 2304, Duplex 2205.

2.3.2. Camada de pressão

É uma camada polimérica responsável por manter a estanqueidade interna do flexível. Também tem a função de distribuir igualmente os esforços resultantes da pressão interna para as outras camadas, visto que o perfil da carcaça é irregular e apresenta alta rugosidade. Em linhas *smooth bore*, nas quais o fluido que escoar é isento de substâncias químicas corrosivas, não é necessária a presença de carcaça intertravada. Nesses casos, a camada de pressão funciona como o próprio tubo interno.

Alguns parâmetros que definem a camada de pressão são: vida útil da linha, comprimento da linha, concentração, frequência, pressão e temperatura de produtos químicos injetados. Dentre os materiais comumente utilizados, encontram-se Polietileno, Rilsan® P40TL, Coflon®, Gammaflex®, Pipelon 401®.

2.3.3. Armadura de pressão

É uma camada metálica responsável por resistir à pressão interna e às compressões mecânicas radiais e proporciona confinamento à carcaça visando aumentar a resistência ao colapso hidrostático. Essa camada é constituída de aço carbono arranjado em um perfil intertravado, assim como a carcaça, porém em diferentes conformações. As fitas metálicas são moldadas de diferentes maneiras e os tipos de perfis mais comuns (zeta, teta) são apresentados na Figura 8:

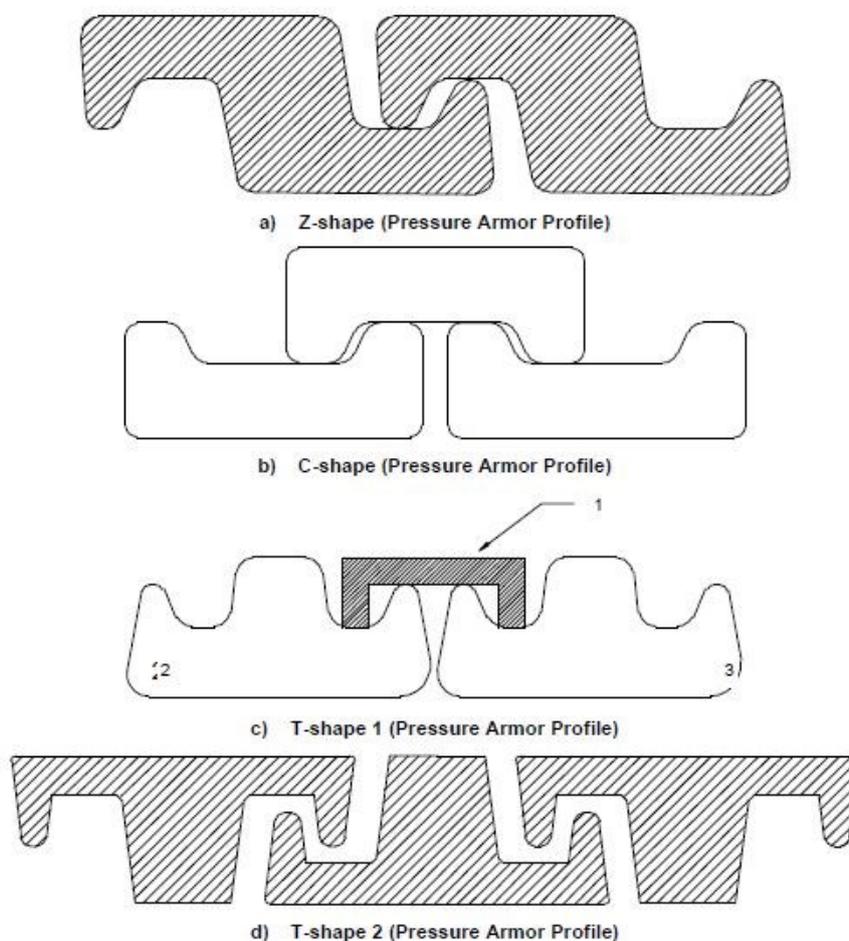


Figura 8 - Perfis das armaduras de pressão (API – 2002)

Em alguns casos, é comum a utilização de uma camada adicional em espiral, dimensionada para aumentar a resistência da linha a carregamentos de pressão, principalmente em regiões de águas profundas, onde a pressão externa devido à coluna de água é consideravelmente elevada. A utilização dessa camada extra é mais vantajosa do que aumentar a espessura da armadura de pressão, por exemplo, pois deixa a linha mais leve e com menor diâmetro externo total, o que facilita bastante a instalação.

Essas armaduras são projetadas para resistir a pressões entre 750 MPa e 1400 MPa, portanto alguns parâmetros como pressão e temperatura máximas de operação são determinantes para a definição dessa camada, bem como resistência à fadiga e composição química do fluido de operação.

2.3.4. Armadura de tração

A armadura de tração é uma camada metálica formada por fios chatos de aço carbono e é sempre utilizada em pares (1 ou 2 pares de armaduras). Tem como principal função resistir aos carregamentos axiais na linha oriundos do seu próprio peso (levando em conta o peso do fluido interior) e aos esforços hidrodinâmicos provenientes de carregamentos marítimos e movimentação da plataforma.

Os fios das armaduras são dispostos de forma helicoidal, onde os fios de uma das armaduras se dispõem simetricamente opostos aos da outra armadura do par. Esta disposição não compromete sua resistência, mantém sua funcionalidade e permite que a linha mantenha sua flexibilidade. As armaduras são cruzadas visando garantir a integridade estrutural da linha e o ângulo de cruzamento pode variar entre 15° e 55°.

2.3.5. Fitas de alta resistência e anti-desgaste

As fitas de alta resistência são colocadas helicoidalmente sobre a última camada de armadura e têm função estrutural de proporcionar maior estabilidade à linha. São feitas de material polimérico, como fibras de aramida de Kevlar® ou Technora®. Apresentam elevada resistência à ruptura, da ordem de 3000 MPa, e são projetadas para resistir à fadiga e ao atrito com as outras camadas.

São também responsáveis por prevenir o efeito de fundo reverso (do inglês, *reverse end-cap effect*). Esse fenômeno, também conhecido como gaiola de passarinho devido à deformação provocada nos fios da armadura, ocorre devido à diferença entre a pressão interna e a hidrostática, que causa compressão axial nos fios das armaduras, provocando flambagem lateral na linha (vide Figura 9):



Figura 9 – Fenômeno conhecido como "gaiola de passarinho"

As fitas anti-desgaste são camadas poliméricas responsáveis por prevenir o desgaste das camadas metálicas, evitando o atrito entre elas causado pela movimentação das camadas. Essa camada é fabricada a partir de polietileno ou poliamida e pode ser aplicada em forma de fita enrolada ao longo da linha ou extrudada como um tubo polimérico contínuo.

São utilizadas exclusivamente em aplicações dinâmicas e por isso são encontradas somente em estruturas de *riser* e não de *flowline*. Apesar de serem utilizadas entre camadas metálicas, as fitas anti-desgastes não estão presentes no conjunto de armadura de pressão. Entre camadas zeta/teta e espiral não é necessária a utilização das fitas pois essas camadas são dispostas quase que horizontalmente, com o mesmo ângulo e se movimentam em conjunto, praticamente anulando o atrito entre elas.

2.3.6. Camada de isolamento térmico

É uma camada feita de fitas poliméricas enroladas helicoidalmente que normalmente não é utilizada, a não ser que o cliente especifique alguma restrição quanto ao desempenho da estrutura relacionada à perda ou retenção de calor.

É fabricada com material isolante a fim de determinar um coeficiente de troca térmica específico para a camada, geralmente informado pelo cliente. É responsável por prevenir o resfriamento do óleo interno, que forma hidratos e parafinas que provocam entupimento do tubo interno, impedindo o fluxo do fluido interno na linha.

2.3.7. Capa externa

Essa camada polimérica é a mais externa do flexível. É extrudada sobre a camada imediatamente anterior e tem a finalidade de assegurar a estanqueidade externa da linha (vedação). Ela funciona como proteção para as capas internas prevenindo corrosão, abrasão, envelhecimento e outros danos que possam ser causados pelo ambiente exterior.

Durante a estocagem, transporte, instalação e operação da linha, essa camada, diferentemente da camada polimérica interna, está em constante contato com o ambiente externo. Portanto, o material deve ser cuidadosamente escolhido pois a capa externa estará sujeita a choques mecânicos, contato com substâncias químicas e carregamento radiais compressivos.

O tipo de aplicação (estática/dinâmica) influencia na escolha desse material, assim como a exposição à radiação solar. É importante lembrar que essa camada estará em contato direto com os conectores que serão instalados na linha e o projeto dos conectores deve levar isso em consideração. Os materiais mais utilizados na capa externa são Rilsan® 400TL (Poliamida), polietileno e TPE (HD-Flex/TP-Flex).

2.4. Configurações típicas de linhas flexíveis

Quando se projeta uma linha flexível é importante que se defina uma configuração de arranjo que seja funcional, segura e otimizada. Deve-se encontrar o ponto ótimo que concilie eficiência para a produção, confiabilidade para a segurança da linha e tudo isso de uma forma otimizada financeiramente. No fim das contas, a escolha da melhor configuração é baseada em um balanço técnico-econômico de vários fatores que deve, acima de tudo, minimizar qualquer risco accidental durante a operação da linha.

Alguns fatores técnicos determinantes no projeto são: comportamento estático/dinâmico da estrutura, lâmina d'água dos poços, condições de instalação e recolhimento da linha e algumas condições referentes à unidade de produção (FPSO, ancoragem da embarcação, distância horizontal até os poços, interferência com outras linhas).

A seguir serão apresentadas as principais configurações de arranjo de linhas flexíveis, com atenção especial para a configuração *lazy-wave*, que será utilizada nas análises realizadas nesse trabalho.

2.4.1. Catenária livre

É a configuração de *riser* mais simples e mais otimizada do ponto de vista econômico. A configuração de catenária livre (do inglês, *free-hanging catenary*) consiste em uma simples catenária de *riser* fixa em duas extremidades, uma delas no suporte da linha na embarcação e a outra no leito marinho, onde a linha irá se conectar a um *flowline* ou a um equipamento submarino. É indicada para campos onde o estado de mar não é severo e para aplicações onde os esforços extremos não atuam na região do TDP.

Por não exigir nenhum acessório ou estrutura intermediária durante a operação ou instalação, apresenta maior facilidade de instalação, quando comparada a outras configurações. Em contrapartida, a dinâmica da linha é mais prejudicial para uma configuração de catenária livre, pois a linha fica fixada somente em dois pontos extremos, deixando a estrutura “pendurada” ao longo da lâmina d'água. Está mais suscetível a sofrer com o efeito de fundo reverso devido a esforços de compressão próximo à região do TDP (Touch Down Point).

Apesar de ser um pouco mais complexa que a catenária livre, sua instalação é relativamente simples e dispensa o uso de mergulhadores e ROVs (*Remote Operated Vehicles*), pois os flutuadores são instalados na mesa do PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*) de instalação, à medida que a linha vai sendo lançada ao mar.

Normalmente é empregada em ambientes moderadamente hostis, com lâminas d'água médias até ultra profundas. É comum optar-se por essa configuração em campos de petróleo onde a unidade de operação está situada a distâncias horizontais pequenas da cabeça de poço e/ou outros equipamentos submarinos. Com isso, busca-se evitar interferência e contato das linhas com os equipamentos no leito marinho.

2.4.3. Outras configurações

Além das duas configurações apresentadas anteriormente, outras configurações existentes para linhas flexíveis, (*Steep-S*, *Lazy-S*, *Steep Wave*) são ilustradas na Figura 11:

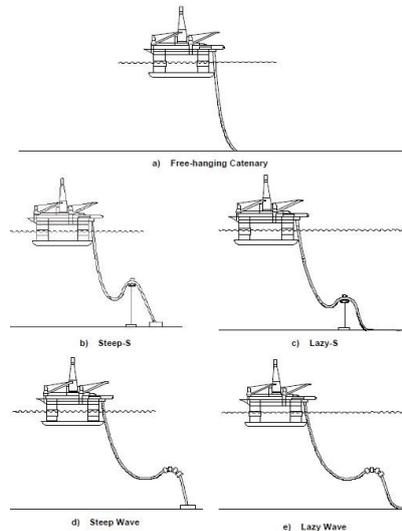


Figura 11 - Configurações típicas de *risers* flexíveis (API – 2002)

2.5. Acessórios

Como já dito anteriormente, há uma diversidade de acessórios que são equipados nas linhas flexíveis tanto durante a instalação quanto durante a operação. Alguns desses principais acessórios estão descritos nas seções seguintes, com base na *API Spec 17B*.

2.5.1. Conectores

São estruturas metálicas com rigidez elevada responsáveis por fazer a ligação entre tramos da linha ou entre a linha e o suporte da plataforma. Os conectores são acoplados na extremidade de cada linha e um flange é acoplado ao conector. Esse conjunto conector mais flange, chamado de *end-fitting*, é conectado ao mesmo conjunto de outro tramo através de porcas flangeadas, juntas soldadas ou cubos de aperto. O dimensionamento do conjunto *end-fitting* está diretamente vinculado às condições de projeto e deve ser cuidadosamente projetado para atender aos requerimentos operacionais e de serviço do projeto.

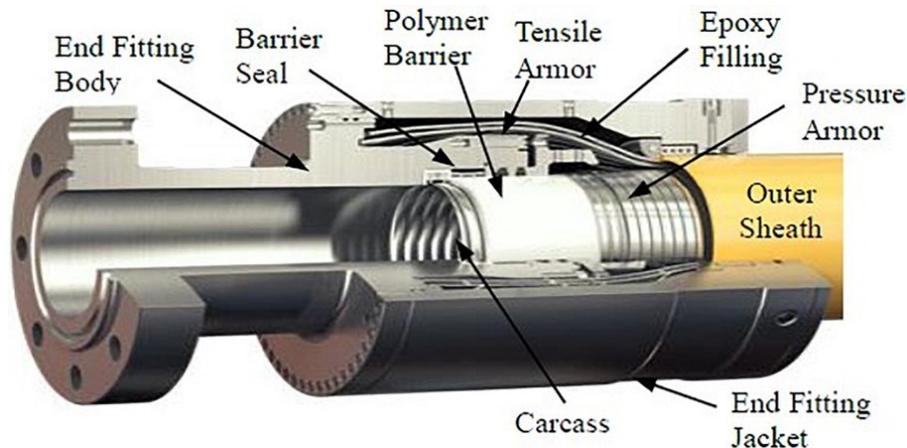


Figura 12 - Corte de um conector identificando seus componentes

Dependendo do projeto, os conectores podem e devem ser equipados com válvulas de alívio de gás, que tem como principal função liberar fluido gradativamente durante o recolhimento da linha. Isso se faz necessário pois, ao recolher a linha, a diferença de pressão interna e externa pode alcançar valores críticos que levam ao rompimento da capa externa do flexível, portanto a válvula libera fluido interno para que se controle essa diferença de pressão.

2.5.2. Flutuadores

Os flutuadores, também chamados de boias, são acessórios não-metálicos acoplados ao longo de uma seção do *riser* que tem como principal função gerar o empuxo necessário para aliviar os esforços de peso próprio da estrutura, sofridos na conexão de topo, principalmente. São responsáveis pela geometria em “S” provocada nas linhas em configurações de *riser* do tipo *wave* (*lazy, steep, pilant*).

Alguns parâmetros são determinantes para o dimensionamento dos flutuadores. Basicamente, depende do peso por unidade de comprimento do *riser*, da profundidade da coluna de água, das limitações das embarcações e de alguns requerimentos de fabricação. De acordo com os requisitos e limitações, é determinado o número de flutuadores necessários para a configuração e a distância entre flutuadores. Em média, os flutuadores padrão possuem altura e diâmetro três vezes maior do que o diâmetro externo da linha, e massa da ordem de 2 toneladas.



Figura 13 - Instalação de flutuadores durante lançamento de linha

Ao longo da vida útil da linha, é comum as boias irem perdendo parte da sua flutuabilidade, devido à difusão de água do mar para os poros do material que compõem o flutuador. Essa situação inevitável é levada em consideração nos cálculos de todas as análises que envolvem as boias acopladas na linha, de forma que estas devem ser dimensionadas conservadoramente, para garantir o bom funcionamento na operação durante toda a vida útil da linha.

2.5.3. Clamps internos

Os *clamps* são acessórios de fixação internos às boias e outros equipamentos auxiliares. Ele é fixado ao flexível por meio de conjuntos de pinos de titânio, resistentes à oxidação, e os flutuadores são posicionados sobre esse *clamp* e mantidos fixos através de cintas de aperto, como na Figura 14:



Figura 14 - Clamp com flutuador

2.5.4. Enrijecedores de curvatura

Bend stiffeners, ou enrijecedores de curvatura são empregados em linhas flexíveis com intuito de limitar o raio mínimo de curvatura da estrutura. Eles funcionam acoplados ao conector de topo do *riser* e envolvem o flexível para limitar seu movimento. São estruturas cônicas, com um furo cilíndrico, tipicamente feitas de poliuretano, que são equipadas sobre a linha como mostrado na Figura 15:



Figura 15 - Enrijecedor de curvatura

Geralmente, enrijecedores são empregados em aplicações dinâmicas, pois não se espera que a estrutura esteja sujeita a altas curvaturas quando em aplicações estáticas. Uma exceção ocorre durante o lançamento da linha: a fim de evitar que o *flowline* dobre demasiadamente na região de conectores coloca-se um enrijecedor acoplado aos conectores nessa região.

2.5.5. Vértebra

As vértebras são consideradas limitadores de curvatura que impedem a flexão excessiva através de barreiras mecânicas. São frequentemente empregadas na interface entre flexíveis e estruturas rígidas, como os módulos de conexão localizados na cabeça de poço, pois são estruturas dimensionadas para travar quando alcançada uma curvatura máxima, impedindo a linha de fletir mais do que o permitido. Elas são comumente aplicadas estaticamente e, diferentemente dos enrijecedores, não fornecem resistência à flexão para a estrutura e funcionam como um batente mecânico quando alcançado o raio crítico de travamento da vértebra.



Figura 16 - Vértebra (ABCO Subsea)

2.6. Unidades de produção

As unidades de produção utilizadas na indústria de óleo e gás são das mais variadas naturezas. Cada tipo de unidade pode ser considerado mais adequado de acordo com as condições naturais impostas pelo ambiente de exploração. O tipo de unidade influencia na configuração final do arranjo submarino e cada unidade possui uma resposta diferente às movimentações impostas pelo estado de mar.

É essencial que se entenda e se modele corretamente essa resposta da embarcação para que as simulações representem fielmente as movimentações reais. Em seção posterior, serão introduzidos alguns conceitos da teoria de “RAOs” (*Response Amplitude Operators*), que propõe formas de representar a movimentação de uma embarcação com base nos *inputs* provenientes da dinâmica do oceano em determinada região.

2.6.1. Tipos de plataformas

Apresenta-se os principais tipos de unidades flutuantes de perfuração e/ou de operação, de acordo com o site oficial da Petróleo Brasileiro S.A.:

2.6.1.1. Plataforma Fixa

São unidades utilizadas tanto na perfuração quanto na produção, em poços com lâminas d’água rasas, de até 300 metros. Como o próprio nome diz, a unidade é fixada no leito marinho através de estacas, que mantém sua estrutura de aço estável, possibilitando que seja utilizada em operações de longa duração.

Como são utilizadas em profundidades rasas, os esforços transmitidos à linha na conexão são negligenciáveis. Sendo assim, é comum que as configurações das linhas nessas plataformas sejam de catenária livre, pois é mais simples e barata e nessas condições não se faz necessária a utilização de boias e/ou outras estruturas que aliviem esforços e aumentem estabilidade.



Figura 17 - Plataforma fixa (www.petrobras.com.br)

2.6.1.2. Semissubmersível

Também utilizadas para perfuração e operação, essas unidades semissubmersíveis se destacam pela sua alta capacidade de mobilidade, podendo ser rapidamente deslocada e utilizada em diversos outros campos de exploração. São unidades que flutuam na superfície sustentadas por colunas apoiados em flutuadores submersos. A estabilidade da plataforma é auxiliada por um sistema de ancoragem com âncoras, correntes e cabos e controlada por um sistema dinâmico de localização que, quando necessário, ativa propulsores instalados no casco que garantem o posicionamento correto da unidade.



Figura 18 – Semissubmersível (www.petrobras.com.br)

2.6.1.3. TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*)

Conhecida também como a plataforma “flutuante quase fixa”, é utilizada somente para fins de produção e recebe esse nome devido à estabilidade proporcionada pelo seu modo de ancoragem. Essa unidade possui um casco flutuante, bem semelhante ao da semissubmersível, ancorado por cabos tracionados, onde uma das pontas é conectada a estacas presas ao fundo mar e a outra ponta está ligada à unidade.

Por ser uma plataforma leve, sua flutuação supera seu peso próprio, fazendo com que os cabos de ancoragem estejam sempre tracionados, limitando consideravelmente o movimento vertical da plataforma. Isso também possibilita que o controle e monitoramento dos poços sejam realizados da superfície.

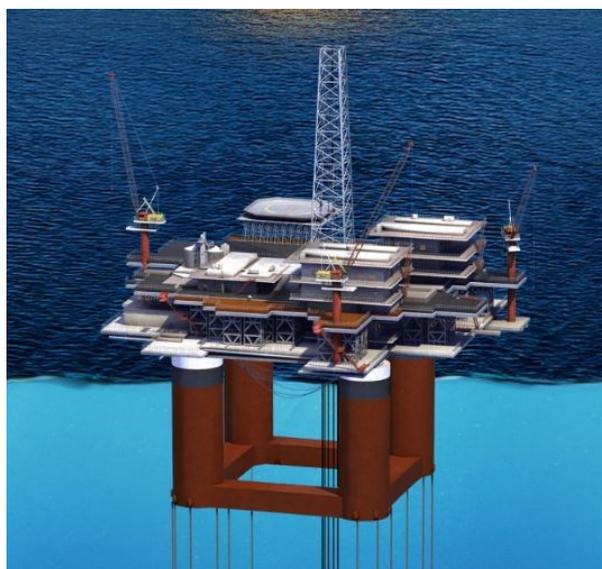


Figura 19 – TLWP (www.petrobras.com.br)

2.6.1.4. FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*)

Unidade de produção que pode produzir, armazenar e transportar óleo. O escoamento dos fluidos produzidos é feito através de navios-escoadores (se tratando de óleo) e através de gasodutos (se tratando de gás). Destaca-se também por sua grande mobilidade, mostrando-se uma alternativa muito eficiente em locais isolados e onde encontra-se dificuldade na instalação de plataformas fixas.

Os *FPSOs* podem ser classificados em dois tipos, de acordo com seu sistema de ancoragem: *Turret* ou *Spread Moored*. Em navios com ancoragem do tipo *Turret*, uma torre é acoplada à proa através de uma junta giratória que permite ao navio se movimentar na superfície mantendo seu alinhamento com condições predominantes de onda, maré, vento e corrente, fenômeno conhecido como “*weatherveane*”. Para *FPSOs* do tipo *Spread Moored*, pares de cabos de ancoragem são conectados em cada extremidade do navio e fixadas no leito marinho, formando catenárias livres de ancoragem. É bastante comum que se utilize *FPSOs* em aplicações para lâminas d’água ultra profundas.

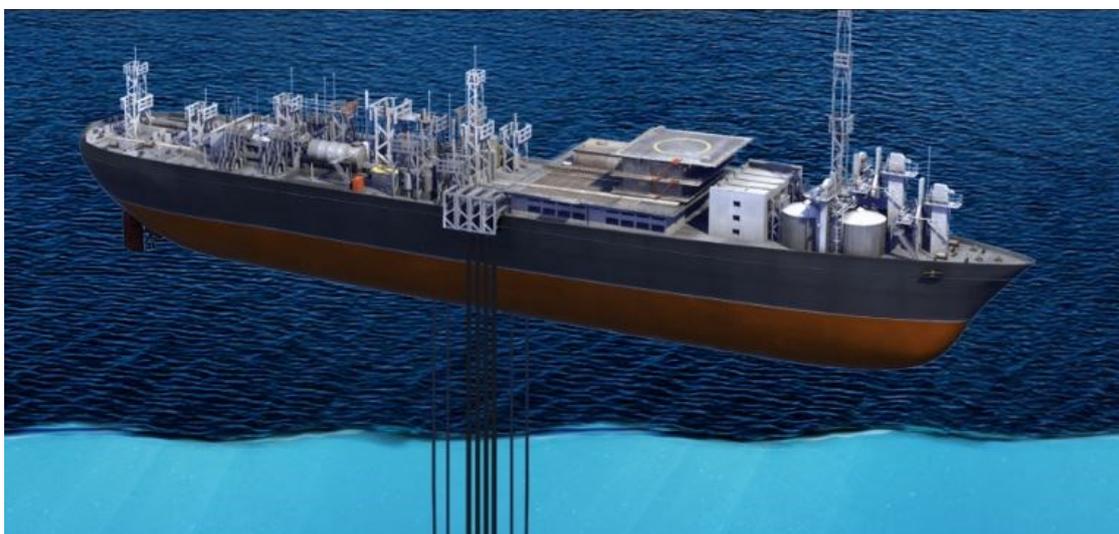


Figura 20 - *FPSO* (www.petrobras.com.br)

2.6.2. *Movimentação da unidade flutuante*

Ao longo de sua vida útil de operação, a unidade de produção flutua na superfície marinha sob efeito de três componentes distintas e independentes de movimentação. São elas:

- *offset* estático, também conhecido como deriva média, que é o efeito combinado do vento, das correntes marítimas e da maré incidente na região. O efeito da corrente sobre a unidade é sofrido tanto diretamente quanto indiretamente através da corrente que incide nos *risers* e são transmitidos à unidade pela conexão de topo.

- *Slow drift motion*, também conhecido como movimento de baixa frequência, que consiste na resposta da plataforma a ondas de baixa frequência (períodos de 80 a 400 segundos). Por possuírem períodos consideravelmente grandes, essas ondas geralmente não são levadas em consideração nas análises dinâmicas em termos de excitação ao sistema. Contudo, não são esforços desprezíveis e, portanto, são satisfatoriamente modelados como *offsets* estáticos sobrepostos ao efeito da deriva média mencionado anteriormente.

- *Wave induced motion*, também chamado de movimento na frequência da onda, que representa a resposta direta da plataforma à excitação provocada por ondas com períodos de até 30 segundos. As análises dinâmicas, em geral, se limitam a classes de ondas nesse intervalo, pois estudos estatísticos já realizados indicam que a maior parte da energia do mar está concentrada nessa região do espectro de ondas. É natural afirmar que a resposta da plataforma a esses esforços de onda gerados é bastante complexa, e depende de fatores como a geometria da plataforma, por exemplo. Tendo isso em vista, foi desenvolvido um estudo físico que envolve conceitos de vibrações mecânicas para representar e agrupar esses esforços de onda aleatórios, de forma que seja possível analisar numericamente o impacto desse efeito sobre a plataforma. Conclui-se, então, que esse estudo (*Response Amplitude Operators – RAOs*) deve ser realizado para cada plataforma individualmente, e espera-se que sejam obtidas diferentes respostas para cada uma delas.

Abaixo, uma breve explicação sobre os *offsets* estáticos e sobre os RAOs:

- Há três classificações básicas de *offsets*, são elas: FAR, NEAR e CROSS. Quando se fala de FAR e NEAR, trata-se deslocamentos da plataforma sobre o plano do *riser*, FAR (do inglês “longe”) indica que a plataforma se deslocou no plano do *riser*, no sentido oposto ao do poço de petróleo. Analogamente, NEAR (do inglês “perto”) indica que a plataforma se deslocou no plano do *riser*, no sentido do poço de petróleo. A Figura 21 ilustra a configuração de uma linha flexível em *lazy wave* na posição neutra, e com *offsets* FAR e NEAR aplicados:

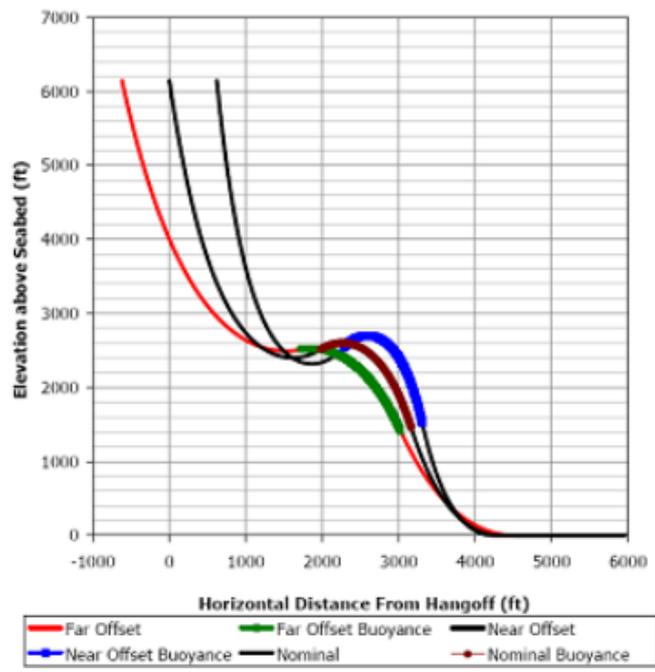


Figura 21 - Configuração *lazy wave* com *offsets* aplicados

O offset CROSS se refere a um deslocamento transversal, em um plano perpendicular ao plano do *riser*. Em um projeto de linhas flexíveis, os valores de amplitude desses *offsets* são fornecidos pelo cliente, já levando em consideração a sobreposição dos efeitos de deriva média e dos movimentos de baixa frequência.

- RAOs: São coeficientes baseados em uma teoria desenvolvida com a finalidade de caracterizar a resposta de uma unidade flutuante às movimentações dinâmicas de ondas marinhas. Com isso, faz-se possível representar um par (amplitude; ângulo de fase relativo) para cada um dos 6 possíveis graus de liberdade da plataforma. Tendo dito isso, os *Response Amplitude Operators* consistem em uma relação entre a amplitude da resposta da plataforma e a amplitude da onda incidente juntamente com o tempo de defasagem entre a incidência da onda e a resposta. No total, são até 6 coeficientes associados a amplitude e período para uma dada direção de onda, que também são influenciados pelo calado da plataforma (altura de casco submerso). A Figura 22 ilustra uma unidade flutuante e seus eixos de referência e mostra os graus de liberdade mencionados.

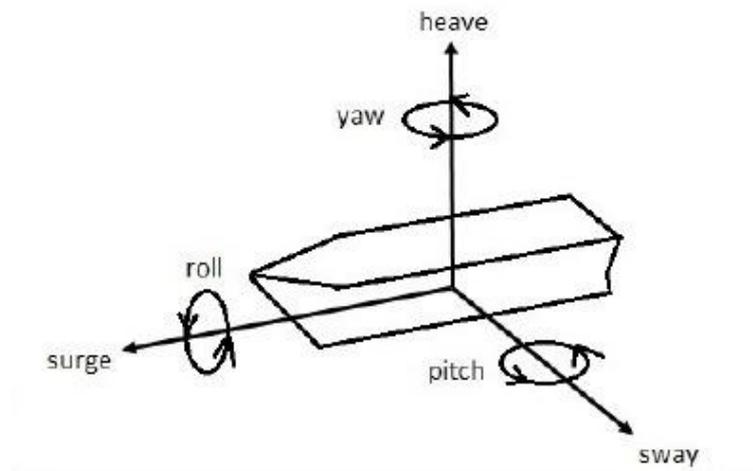


Figura 22 - A unidade flutuante e seus graus de liberdade

Cada RAO é representado por unidade de amplitude da onda, ou seja, unidade de comprimento para os graus de liberdade de translação (*surge*, *sway*, *heave*) e unidade angular para os graus de liberdade de rotação (*roll*, *pitch*, *yaw*). Segue a lógica da equação abaixo:

$$C_i(t) = A_{RAO} \cos(\omega t + \varphi)$$

Onde:

$C_i(t)$ → Coeficiente de resposta do grau de liberdade i

A_{RAO} → Produto da amplitude da onda com a amplitude do grau de liberdade i

ω → frequência da onda

φ → diferença de fase entre a incidência da onda e a resposta

É importante considerar a origem fornecida dos RAOs e atentar para a convenção de sinais apresentada a seguir. Com isso, o programa de simulação numérica é capaz de transferir as movimentações do centro de massa da plataforma para a conexão de topo do *riser*. Em suma, os RAOs fornecem uma resposta em (m/m) ou (deg/m) para um dado par (amplitude, período) de onda incidente, como ilustrado nos gráficos a seguir, referenciados em [8]:

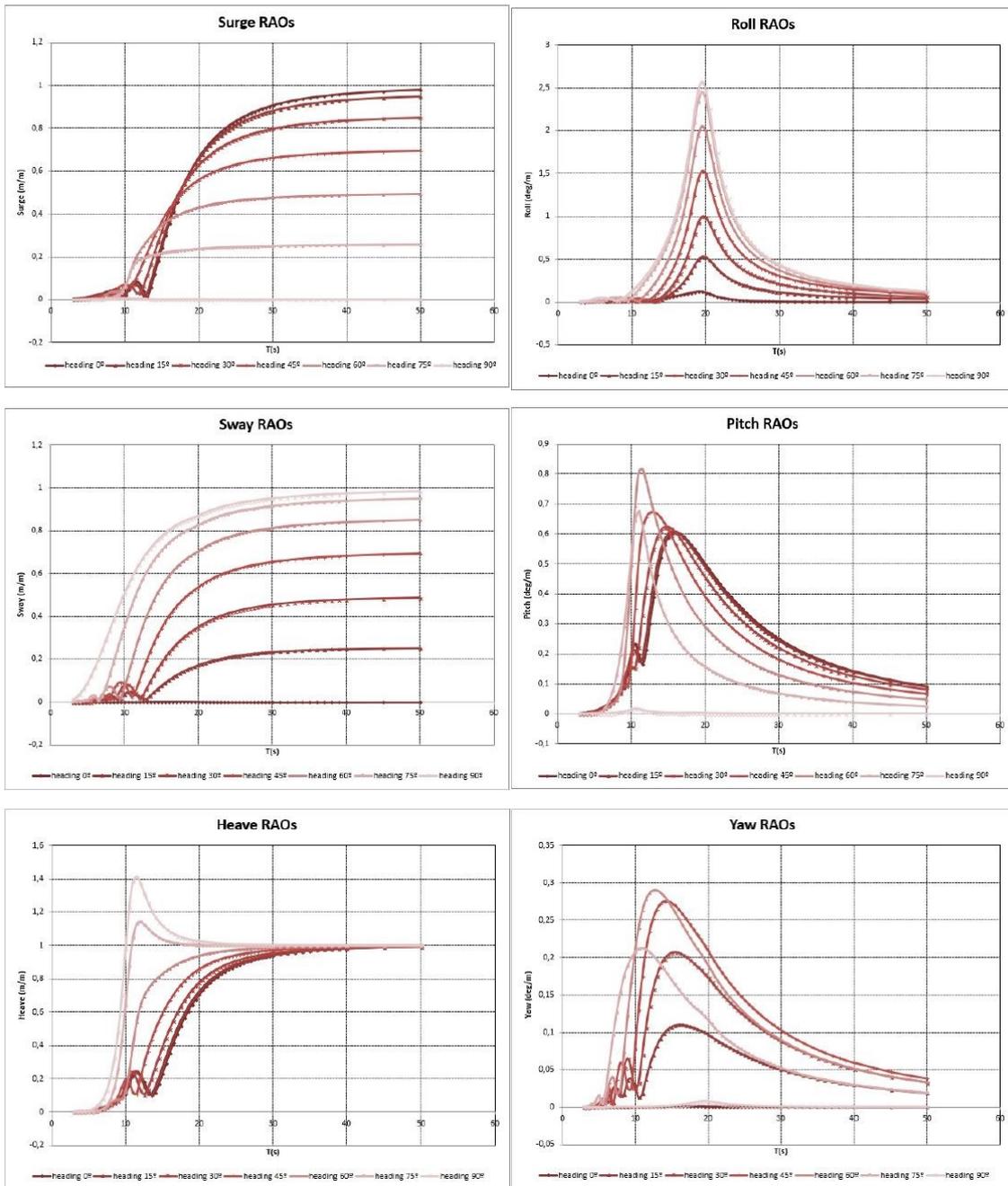


Figura 23 - RAOs representivos de um FPSO (Fonte: ARAUJO [8])

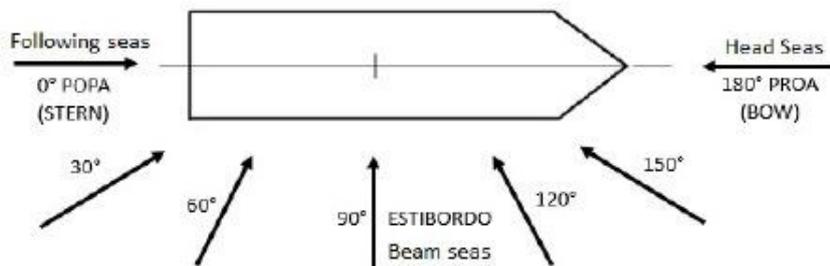


Figura 24 - Direção de ondas incidentes em relação à plataforma

3 MÉTODO PROPOSTO E MODELO NUMÉRICO

Para o desenvolvimento deste trabalho, será construído um modelo numérico que represente satisfatoriamente as condições encontradas em um campo de petróleo do pré-sal e será proposto um método para definir variáveis envolvidas, assumir hipóteses, formular equações de equilíbrio e resolver um sistema matricial complexo que carrega as informações necessárias para a solução do problema.

3.1. Método de elementos finitos

Como dito anteriormente, o software de simulação numérica utilizado *Deeplines*TM baseia-se no método de elementos finitos para análise dos modelos gerados. Assim como outros softwares comerciais semelhantes, como *OrcaFlex*[®], utilizam-se da hipótese da massa concentrada (*lumped mass*) na construção da malha de elementos. Consiste em dividir o comprimento da linha em uma série de segmentos retos de massa nula interligados por nós que concentram propriedades inerciais, como a massa e fluviabilidade. Já os segmentos carregam as propriedades axiais e flexionais da estrutura.

Na Figura 25, ilustra-se a ideia da discretização aplicada na linha, desde o “End A” até o “End B”. São segmentos retos numerados sequencialmente, tais que cada segmento interliga um nó “n” ao nó “n+1”, como retratado abaixo:

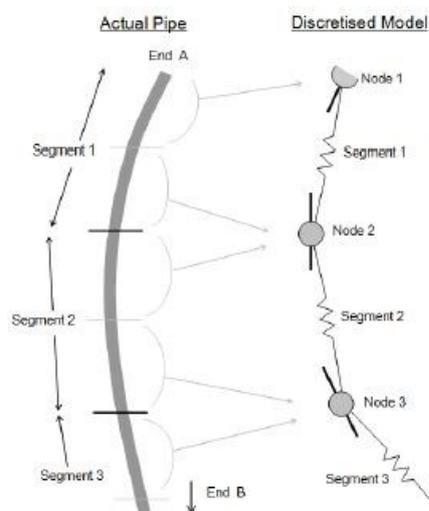


Figura 25 – Esquema simples de segmentos e nós (Manual Online *Orcina OrcaFlex*[®])

Mais detalhadamente, esses segmentos e nós são representados por um conjunto de molas e amortecedores que recebem estímulos e aplicam reações ao longo da linha de forma a simular os carregamentos sofridos em cada ponto.

Na Figura 26, representa-se a configuração de molas e amortecedores, onde propriedades de rigidez e amortecimento axial da linha são representados pelo conjunto no centro de cada segmento. Este conjunto é responsável por aplicar reações efetivas iguais e opostas sobre os nós de cada ponta do segmento. Já as propriedades flexionais são representadas pelo conjunto mola/amortecedor situados em cada um dos lados do nó, varrendo da direção axial \vec{n}_z até a direção axial \vec{s}_z .

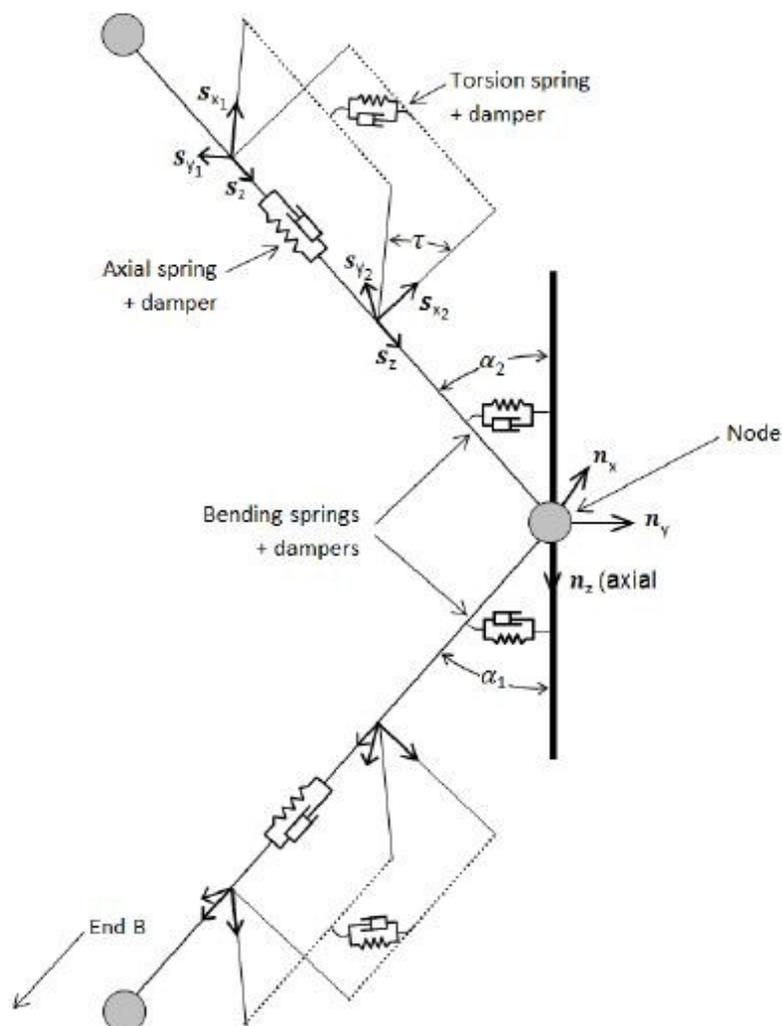


Figura 26 – Esquema detalhado de segmentos e nós (Manual Online *Orcina OrcaFlex*®)

A torção na linha é representada através do conjunto localizado no centro de cada segmento. Trata-se de um conjunto mola/amortecedor de torção que aplica torques opostos aos nós de cada extremidade.

Visando captar o comportamento da linha flexível de uma forma refinada e garantir que os resultados encontrados sejam válidos, acurados e representativos é de extrema importância que se dê uma atenção especial na construção da malha de elementos. Discretizações grosseiras resultam em valores pouco precisos e discretizações exageradamente refinadas resultam em perda de tempo de simulação, geralmente associada a maiores custos pois exigem elevada capacidade computacional.

Deve-se buscar uma discretização otimizada, na qual aplica-se um alto refinamento em regiões críticas, como regiões de curvaturas elevadas, regiões de conexão, regiões de mudança brusca de rigidezes e em contrapartida, utiliza-se uma discretização mais grosseira em outras regiões que não são tão críticas. Dessa forma, é possível representar um problema contínuo e complexo de forma mais simples sem que se perca confiabilidade na análise.

3.2. Modelagem mecânica do *riser* flexível

A fim de se modelar a linha flexível, deve-se fornecer parâmetros geométricos e propriedades mecânicas das estruturas (API Spec 17B), como:

- Rigidez axial
- Rigidez à flexão
- Rigidez à torção
- Diâmetro interno
- Diâmetro externo
- Massa/peso da linha

Caso a linha seja composta por dois ou mais tramos conectados, essas informações devem ser fornecidas para cada uma das estruturas.

3.3. Modelagem dos carregamentos ambientais

Abaixo serão apresentados os carregamentos atuantes na linha provenientes do ambiente em que a linha se encontra. Serão detalhados os efeitos mais relevantes como os coeficientes hidrodinâmicos, as ondas, as correntes e as interações da linha com o solo do leito marinho. Alguns efeitos não serão considerados neste trabalho, como por exemplo o vento e o crescimento de organismos marinhos vivos e não-vivos na capa externa da linha. Entende-se que os esforços resultantes destes efeitos não são significativos e usualmente não são considerados nas análises dinâmicas na indústria brasileira.

3.3.1. Coeficientes hidrodinâmicos

Os coeficientes hidrodinâmicos são coeficientes adimensionais utilizados para calcular os esforços atuantes em cada elemento de malha definido. Com base em coeficientes de arrasto e de inércia, o cálculo desses esforços para *risers* flexíveis pode ser feito por meio da equação de Morison, que tem caráter empírico e foi proposta para cálculo de forças hidrodinâmicas em cilindros verticais fixos submetidos a carregamentos de onda.

Segundo a API Spec 17B, essa teoria foi adaptada para corpos esbeltos em geral, quando o diâmetro é consideravelmente menor do que o comprimento da onda incidente. Portanto, para o estudo em questão, será utilizada a equação de Morison aplicada aos *risers* flexíveis, visto que o diâmetro das linhas estudadas (em torno de 150 mm) é, em média, 5 vezes menor do que o comprimento das ondas incidentes, tornando insignificantes as perturbações na passagem das ondas, por parte da estrutura. A seguir, a equação de Morison nos fornece a força hidrodinâmica distribuída ao longo do *riser*, que é dada por:

$$F = \frac{1}{2} \rho_w * D * C_d * V * |V| + \rho_w \left(\frac{\pi * D^2}{4} \right) C_m * a_w - \rho_w \left(\frac{\pi * D^2}{4} \right) (C_m - 1) a_s$$

Onde:

- ρ_w → massa específica do fluido
- D → diâmetro do riser
- C_d, C_m → coeficientes de arrasto e de inércia, respectivamente
- V → velocidade relativa do fluido
- a_w, a_s → aceleração do fluido e da estrutura, respectivamente

Com base nos inputs fornecidos para a análise dinâmica, o programa calcula, a cada passo de tempo, as velocidades e acelerações necessárias para o cálculo da força hidrodinâmica. É importante frisar que, de acordo com a teoria de dinâmica dos fluidos, os coeficientes de arrasto e de inércia são funções de diversos parâmetros, dentre eles os números de Reynolds e de Keulegan-Carpenter, a geometria da estrutura, a rugosidade superficial.

Porém, tamanha complexidade nas equações demandaria um tempo impraticável nos cálculos, então esses coeficientes são usualmente aproximados para valores constantes, para fins de simulação computacional. De acordo com a norma da DNV-RP-C205, são recomendados valores para o coeficiente de inércia $C_m = 2$, e uma faixa de valores entre 0.7 e 1.2 para o coeficiente de arrasto C_d . De qualquer forma, recomenda-se que seja feita uma análise de sensibilidade para garantir que a aproximação dos coeficientes para valores constantes não será impactante nos resultados esperados das análises dinâmicas.

3.3.2. Ondas

Dentre os carregamentos hidrodinâmicos atuantes na linha, destacam-se as ondas, que são carregamentos cíclicos provenientes do ambiente marinho, de forma, altura, comprimento e velocidade de propagação aleatórios. Como mencionado, as ondas incidem sobre o *riser* provocando forças devido ao arrasto e à inércia, assim como sobre a unidade flutuante provocando movimentação (representada via RAOs) nas condições de contorno no topo da linha.

Define-se dois métodos de modelagem de carregamentos de onda, a fim de caracterizar o estado de mar atuante: as abordagens teóricas de onda regular e irregular. O enfoque deste trabalho será na abordagem regular, portanto somente uma visão geral será dada a respeito da abordagem irregular.

Tendo em vista a aleatoriedade das ondas marinhas é natural que a abordagem regular não represente à risca a realidade, ao passo que se mostra uma abordagem mais grosseira em termos de refinamento de resultados. Contudo, é uma representação mais conservadora, e de acordo com a norma API Spec 17B, entende-se que a modelagem por ondas regulares é bastante aceitável no projeto de linhas flexíveis, tendo mostrado exímia precisão na representação de estados de mar um tanto complexos.

3.3.2.1. Abordagem regular

A abordagem de onda regular consiste em um par de parâmetros associados que define um padrão determinístico, ou seja, apenas com duas informações (amplitude de onda e período associado) determina-se uma classe de onda. A seguir serão apresentadas algumas teorias de onda assim como um critério para seleção da teoria mais indicada de acordo com cada projeto.

- Teoria de onda linear ou Teoria de Airy

É a teoria mais simples para representar uma classe de onda. Consiste basicamente em um sinal senoidal (ou cossenoidal) definido por uma amplitude de onda (altura da crista é igual a altura do vale) e uma frequência única e constante. O perfil de elevação da onda é medido simetricamente em relação à superfície marinha, de forma que as cristas sejam representadas acima do nível do mar e os vales abaixo do mesmo. A elevação da onda é dada em função do tempo, em termos dos parâmetros amplitude e frequência determinados:

$$\zeta = A * \cos(\omega t + \phi)$$

Onde:

- $\zeta \rightarrow$ elevação da onda (m)
- $A \rightarrow$ amplitude da onda (m)
- $\omega = \frac{2\pi}{T} \rightarrow$ frequência angular da onda ($\frac{rad}{s}$)
- $T \rightarrow$ período da onda (s)
- $t \rightarrow$ tempo (s)
- $\phi \rightarrow$ ângulo de fase (rad)

- Teoria de onda de Stokes

É uma representação não-linear das classes de onda muito utilizada para lâminas d'água intermediárias e profundas. Ondas de Stokes podem ser classificadas em diferentes ordens onde a teoria mais indicada é a de maior ordem, quão maior for a profundidade. Importante ressaltar que para segunda ordem ou maior, os perfis de elevação não apresentam simetria em relação à superfície marinha, pois buscam se aproximar ainda mais da realidade aleatória das ondas e permitem que se calcule perfis de velocidade e aceleração não-lineares mais realistas.

- Teoria de onda Cnoidal

Consiste na representação de uma onda periódica de cristas elevadas (altas amplitudes) e vales largos (longos períodos). É muito utilizado na modelagem de classes de ondas incidentes em águas rasas.

- Seleção de teorias

Cada teoria apresentada é mais indicada para certa análise de acordo com as condições de projeto. A escolha da teoria é pautada na relação entre parâmetros como altura, período de onda e profundidade de projeto. Em geral, os programas de simulação dinâmica precisam três informações essenciais para a correta modelagem das classes de onda: teoria de onda escolhida, altura máxima de onda, período associado a altura máxima de onda.

De acordo com a norma DNV-RP-C205, o critério de seleção da teoria a ser adotada deve seguir as diretrizes do diagrama abaixo levando em consideração os parâmetros mencionados. Nota-se que para águas profundas as teorias mais indicadas são a de onda linear e a teoria de ondas de Stokes, que será adotada nesse trabalho.

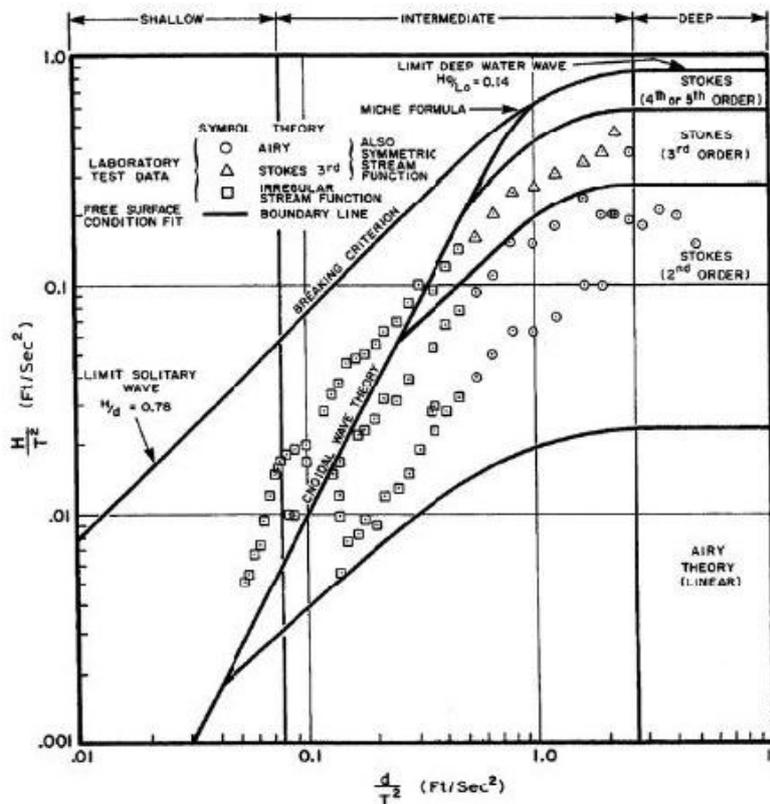


Figura 27 - Diagrama para seleção de teorias de onda regular (DNV-2010)

3.3.2.2. Abordagem irregular

Quando se trata de uma abordagem irregular, a caracterização da classe de onda se dá através da modelagem de um espectro de onda, no qual distribui-se energia ao longo de uma faixa de frequências. Ao contrário da abordagem regular, trata-se de uma descrição estocástica, baseada em conceitos probabilísticos. Os espectros mais comuns utilizados em análises dinâmicas são o espectro Pierson-Moskowitz e o espectro JONSWAP.

Essa abordagem consiste em caracterizar a superfície marinha real utilizando conceitos de distribuições matemáticas, onde a ideia é distribuir a energia de onda $S(\omega)$ por uma banda de frequências relevante. Sendo assim a definição matemática de elevação da onda é simplificada pela superposição linear de diversos harmônicos com diferentes frequências, distribuídas ao longo da banda de frequências determinada, que deve abranger uma faixa considerável de forma a cobrir o máximo de frequências possíveis para aquele ambiente marinho. A equação a seguir define matematicamente essa ideia:

$$\zeta = \sum_{i=1}^N A_i * \cos(\omega_i t + \phi_i)$$

Onde:

- $\zeta \rightarrow$ elevação da onda (m)
- $A_i \rightarrow$ amplitude do harmônico i (m)
- $\omega_i = \frac{2\pi}{T_i} \rightarrow$ frequência angular do harmônico i ($\frac{rad}{s}$)
- $T_i \rightarrow$ período do harmônico i (s)
- $t \rightarrow$ tempo (s)
- $\phi_i \rightarrow$ ângulo de fase aleatório (rad)
- $N \rightarrow$ número de harmônicos

Chama-se espectro de onda a distribuição da densidade energia de onda em função da frequência e é diretamente proporcional à altura da onda. Os ângulos de fase, comumente chamados de sementes (do inglês, “seeds”) nos softwares de simulação, são aleatoriamente escolhidos durante a análise computacional de forma a cobrir diversas possibilidades.

Na literatura há inúmeras formulações algébricas para representar o espectro $S(\omega)$. Duas delas se destacam e são utilizadas nos projetos de flexíveis:

- Espectro Pierson-Moskowitz

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} H_s^2 * \omega_p^4 * \omega^{-5} * e^{-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}}$$

- Espectro JONSWAP

$$S_J(\omega) = [1 - 0.287 * \ln(\lambda)] * S_{PM}(\omega) * \lambda^{e^{-0.5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma * \omega_p}\right)^2}}$$

Onde:

- $S_{PM}(\omega), S_J(\omega) \rightarrow$ Pierson – Moskowitz e JONSWAP, respectivamente
- $H_s \rightarrow$ altura de onda significativa
- $T_p \rightarrow$ período de pico
- $\lambda \rightarrow$ parâmetro de forma de pico
- $\omega_p = \frac{2\pi}{T_p} \rightarrow$ frequência angular de pico
- $\sigma = \begin{cases} 0.07, & \text{se } \omega \leq \omega_p \\ 0.09, & \text{se } \omega > \omega_p \end{cases} \rightarrow$ parâmetro de largura espectral
- $A(\lambda) = 1 - 0.287 * \ln(\lambda) \rightarrow$ fator de normalização

Nota-se que para abordagem irregular, exige-se os seguintes dados de *input*, que devem estar determinados nos estudos meteorológicos e oceanográficos da região:

- H_s – “*Significant wave height*”: altura média do terço de ondas de maior altura em um dado estado de mar
- T_p – “*Peak period*”: período no qual a energia no espectro é máxima
- λ – somente para o espectro JONSWAP, caso não seja fornecido valor específico, deve-se calcular o valor do parâmetro com base nos valores de H_s e T_p , como especificado na norma DNV-RP-C205.

3.3.3. Correntes

É imprescindível que os efeitos das correntes marítimas sejam considerados nos esforços atuantes na linha pois podem causar movimentos de *offset* e *slow drift* na unidade flutuante, induzir efeitos de vibração na linha (fenômeno conhecido como *Vortex Induced Vibration* “VIV”), além de modificar as condições do leito marinho. As correntes podem ser originadas de diversas razões, como diferença de pressão barométrica através do vento, do efeito das marés, entre outras.

Enquanto as ondas provocam esforços cíclicos atuantes na linha por períodos curtos, as correntes geram esforços de intensidade e direção aproximadamente constantes ao longo do tempo. Considerando-se uma certa repetibilidade nos perfis, estes são obtidos de forma estatística e experimental, com base em testes realizados no ambiente marinho e são classificados de acordo com seu período de retorno (em geral, 1, 10 ou 100 anos).

Esses perfis são colocados de *inputs* no programa para a análise dinâmica, e definidos por pares (velocidade, direção) associados a abcissas ao longo da profundidade. O vetor velocidade da corrente em uma dada direção é definido a seguir:

$$V_c = V_c(x, y, z) = V_c^{R_1}(z) + V_c^{R_2}(z) + V_c^{R_3}(z) + \dots + V_c^{R_n}(z)$$

Onde:

- $V_c^{R_i} \rightarrow$ velocidade da corrente originada pela razão i , na profundidade z

Se a corrente no local apresenta diferentes direções para cada abscissa, um perfil de direções é associado ao perfil de velocidades criando-se um perfil tridimensional de correntes. Este perfil pode ser quão fiel à realidade quanto se tenha de informações dos testes uma vez que a fim de obter um perfil mais exato, basta discretizar a lâmina d'água com mais abcissas e associá-la a velocidade e direção respectivas. A velocidade e a direção dos pontos intermediários (não-definidos no perfil) são calculadas pelo programa por interpolação linear.

3.3.4. Interações da linha com o leito marinho

Os efeitos provenientes do leito marinho devem ser levados em consideração nas análises pois podem influenciar significativamente os resultados de tração e curvatura na seção da linha em contato com o solo. A modelagem do solo marinho atualmente utilizada nos projetos ainda é tida como pouco precisa pois consiste em resumir a interação com o solo a um modelo bastante simples quando, na verdade, trata-se de um modelo extremamente complexo e que envolve muitos parâmetros (composição e coesão do solo, rigidez, desnível, atrito).

De maneira simplificada, as normas de projeto caracterizam o solo marinho especificando-se valores constantes de rigidez e coeficientes de atrito do solo com a linha nas direções axial e radial. A norma API Spec 17B determina, na tabela abaixo, valores típicos a serem considerados nas análises dinâmicas de acordo com o tipo de solo em questão:

Table 18—Typical Soil Stiffness and Friction Coefficients for Flexible Pipes [5]

Seabed Type	Direction	Stiffness (kN/m ²)	Friction Coefficient
Clay	Axial	50–100	0.2
	Lateral	20–40 ¹	0.2–0.4 ³
	Vertical	100–5000 ¹	—
Sand	Axial	100–200	0.6
	Lateral	50–100	0.8
	Vertical	200–10000 ²	—

Figura 28 - Valores típicos de rigidez e coeficientes de atrito da linha com o solo

Para este trabalho, considera-se que o leito marinho é totalmente plano e sem declives e modelado com base na rigidez vertical do solo e coeficientes de atrito lateral e longitudinal. Dessa forma estão cobertos os três graus de liberdade do movimento relativo entre a linha e o solo.

3.4. Condições de contorno

Tendo sido apresentadas as informações relevantes para a simulação dinâmica, há de se estabelecer algumas condições de contorno aplicadas ao estudo de caso em questão.

Para este trabalho não será considerada a presença de enrijecedores de curvatura. Sendo assim, a seção de topo do *riser* estará fixada ao suporte da plataforma através de um conector de rigidez muito maior do que da linha, portanto a movimentação da plataforma expressa por meio dos RAOs transmite esforços diretamente para a linha. Esta é a condição de contorno no topo.

Na região do fundo do mar, assume-se que a linha repousa sobre o leito marinho ao longo de um comprimento suficientemente grande para que a região em contato com o solo não “enxergue” mais os efeitos dinâmicos (atenuação por atrito e amortecimento). Ou seja, a condição de contorno no fundo assume estática toda a região da linha que está em contato direto com o solo e aplica a essa região os coeficientes de rigidez e de atrito estipulados na seção 3.3.4.

Ao longo de todo o comprimento suspenso de linha aplicam-se os efeitos dos carregamentos dinâmicos detalhados nas seções anteriores.

3.5. Análise global

A partir de todos os conceitos e definições apresentados ao longo deste trabalho dá-se início a uma das etapas cruciais do projeto de linhas flexíveis. A análise dinâmica global é realizada a fim de avaliar valores globais de tensão, momento e curvatura aos quais a linha está submetida. É possível obter esses resultados globais em diversas seção críticas do *riser*, como por exemplo a região de boias e do TDP (“*Touchdown Point*”), nas quais espera-se encontrar valores elevados de curvatura.

Além disso realiza-se a análise global com intuito de verificar se a escolha da configuração *riser* está adequada para as condições de projeto e se suporta os carregamentos estáticos inerentes à linha. Verifica-se também se a estrutura foi dimensionada corretamente e com os materiais adequados, de acordo com as propriedades físicas e geométricas exigidas (coeficiente de troca térmica, resistência ao escoamento, raio mínimo de curvatura).

Parte do projeto de linhas flexíveis inclui uma análise local mais detalhada, que não faz parte do escopo deste trabalho, com a qual é possível obter resultados de tensões atuantes em cada camada do flexível. Com isso verificam-se critérios de falha como colapso e flambagem lateral, garantindo-se que a estrutura foi projetada corretamente para atender os fatores de utilização regulamentados nas normas de projeto.

Ressalta-se que a análise dinâmica global pode ser realizada de duas formas diferentes: acoplada ou desacoplada. Como o próprio nome remete, a análise acoplada aborda o sistema submarino completo. Modela-se a plataforma, todos os *risers* conectados a ela, as linhas de ancoragem e leva-se em consideração todas as possíveis interações entre linhas e acessórios. Analogamente, a análise desacoplada consiste em modelar apenas a plataforma e a linha de interesse submetidos a todos os carregamentos externos já apresentados.

Nos projetos de flexíveis em geral é comum que seja adotada a abordagem desacoplada, devido ao altíssimo custo computacional exigido na abordagem acoplada. Além disso a análise desacoplada é comumente utilizada na indústria pois mostra-se eficiente e confiável no que diz respeito aos resultados esperados e obtidos, portanto será a abordagem adotada neste trabalho. De acordo com a API Spec 17B, uma análise global consiste em duas etapas distintas: uma simulação estática e uma simulação dinâmica.

3.5.1. Análise global estática

O principal objetivo dessa etapa da análise é determinar a configuração geométrica estática da linha ou seja, estipular o posicionamento inicial da linha, dados alguns parâmetros imutáveis ao longo do tempo tais como comprimento da linha, a massa linear da estrutura, o ângulo de conexão da linha com o suporte da plataforma, entre outros. Ainda nessa etapa são considerados efeitos ambientais que podem ser assumidos invariáveis no tempo, por exemplo: a aceleração da gravidade local, o empuxo sobre a linha, o fluido interno utilizado, os offsets da plataforma, as correntes marítimas (forças de arrasto).

Se corretamente elaborado com as devidas variáveis é de se esperar que o modelo convirja para uma configuração inicial de equilíbrio após passos iterativos definidos no manual do usuário do *Deeplines*TM. A cada passo da

análise estática, o programa calcula os desbalanceamentos de cada elemento de massa da malha, levando em conta a influência dos efeitos ambientais e carregamentos estáticos aplicados e vai alterando a configuração de acordo com os efeitos gerados nos elementos (aumento de empuxo sofrido, interações com elementos vizinhos, distribuição de massa linear). Esses passos são repetidos iterativamente até que os desbalanceamentos tendam a zero e seja alcançada a configuração final de equilíbrio.

Em suma, a análise estática visa determinar a configuração de equilíbrio do sistema a partir das condições estáticas (peso, empuxo, forças de arrasto) e fornece uma configuração inicial para a próxima etapa da análise global: a análise dinâmica.

3.5.2. Análise global dinâmica

Uma vez concluída a etapa estática, o programa dá início à análise dinâmica que consiste em uma simulação temporal da resposta do sistema aos carregamentos dinâmicos aplicados (ondas, movimentação da plataforma). Essa etapa pode ser realizada calculando-se a resposta do sistema no domínio do tempo ou no domínio da frequência. Há de se ressaltar que o sistema em questão possui uma não-linearidade geométrica considerável devido a grandes deformações e altas curvaturas associadas, portanto análises no domínio da frequência não são indicadas pois não descrevem o comportamento real da estrutura de maneira satisfatória.

Para alcançar os resultados da análise dinâmica, é necessário que se resolva um modelo numérico gerido pelas equações de movimento que governam o problema. As relações entre força e deslocamento em cada nó da malha são combinadas de forma a resolver as equações de equilíbrio para todos os graus de liberdade aplicáveis.

De acordo com API Spec 17B, essas equações podem ser escritas na forma matricial, onde as parcelas carregam as informações de inércia, de amortecimento e de rigidez do sistema, e as variáveis posição, velocidade e aceleração são funções do tempo:

$$[M]\vec{a}(x, y, z) + [C].\vec{v}(x, y, z) + [K].\vec{s}(x, y, z) = \vec{F}(x, y, z)$$

Onde:

- $[M], [C], [K] \rightarrow$ matrizes de massa, amortecimento e rigidez, respectivamente
- $\vec{s}(x, y, z) \rightarrow$ vetor posição
- $\vec{v}(x, y, z) = \frac{d}{dt}\vec{s}(x, y, z) \rightarrow$ vetor velocidade
- $\vec{a}(x, y, z) = \frac{d}{dt}\vec{v}(x, y, z) = \frac{d^2}{dt^2}\vec{s}(x, y, z) \rightarrow$ vetor aceleração
- $\vec{F}(x, y, z) \rightarrow$ vetor de carregamentos

Pelos motivos citados, as análises são usualmente realizadas no domínio do tempo, e então o programa utiliza métodos de integração explícita e implícita.

3.5.2.1. Método de integração explícita

O método de integração explícita é o método de Euler com intervalo de tempo dt (passo) constante. A partir da configuração inicial combinada com as forças e momentos atuantes em cada elemento da malha, a equação de movimento é resolvida, no início de cada passo, para o vetor aceleração e a partir deste, integra-se no tempo para obter-se os vetores velocidade e posição. Pelo método de Euler explícito, os vetores no início do passo seguinte serão:

$$\begin{aligned}\vec{v}_{t+dt} &= \vec{v}_t + dt \times \vec{a}_t \\ \vec{s}_{t+dt} &= \vec{s}_t + dt \times \vec{v}_t\end{aligned}$$

Os passos subsequentes são realizados repetindo-se os cálculos para cada elemento até que se alcance o tempo total estipulado de simulação.

3.5.2.2. Método de integração implícita

Analogamente, as forças e momentos são calculados da mesma forma no método implícito porém a resolução das equações de movimento é realizada somente ao final de cada passo. É necessário um processo iterativo pois os vetores posição, velocidade e aceleração não são conhecidos no final do passo.

Seria natural que o tempo computacional no método implícito fosse muito maior do que no método explícito devido às iterações necessárias. Todavia, de acordo com Orcina OrcaFlex®, pode-se utilizar passos de tempo maiores visando diminuir o tempo de simulação. Contudo recomenda-se que o método implícito seja evitado quando houver fenômenos físicos que variam em intervalos curto de tempo, como por exemplo, impactos e colisões com a linha.

4 ESTUDO DE CASO

O modelo escolhido para as análises realizadas neste trabalho é baseado em alguns trabalhos semelhantes (referências [7], [8], [9]) e em boas práticas da indústria. Buscando representar fielmente a realidade praticada em projetos de flexíveis, foram propostas condições condizentes com a realidade. Nenhuma informação utilizada neste trabalho é referente a análises ou dados reais de projeto, entretanto, a fim de garantir a confiabilidade do modelo de simulação, deve-se escolher dados com ordens de grandeza semelhantes.

Foi criado um modelo de simulação que engloba uma unidade flutuante, uma linha flexível em configuração *lazy wave*, e efeitos externos de *offset*, ondas e correntes marítimas. Uma matriz de casos foi proposta para fins de comparação, onde cada um dos oito casos busca obter a resposta da linha flexível aos carregamentos impostos, em termos de tração e curvatura. Em todos os casos, os perfis de corrente e ondas utilizados possuem tempo de resposta centenários (situação conservadora) e são colineares com o *offset* da plataforma, ou seja, possuem a mesma direção de incidência da unidade flutuante. Em suma, foram propostos oito casos, considerando-se as direções de *offset* apresentadas neste trabalho (NEAR, FAR, CROSS) e as direções intermediárias que serão apresentadas na matriz de casos posteriormente.

As análises foram realizadas utilizando o *software* comercial *Deeplines*TM. Algumas simplificações foram adotadas na construção do modelo, como a não-inclusão de alguns acessórios (enrijecedores de curvatura, colar batente). Apesar da influência no peso da estrutura, para fins de tração e curvatura no topo e demais conectores, a presença de enrijecedores e colares pode ser desprezada considerando-se o ganho no tempo de simulação e a minimização da complexidade do modelo.

Considerando-se a ausência de enrijecedores no modelo, não foi imposto valor de rigidez rotacional ao conector de topo da linha com a plataforma. Sendo assim, a conexão de topo é modelada como uma rótula e a rotação da linha no topo é livre. Para o foco deste trabalho, essa simplificação é satisfatória visto que não influencia valores de tração e curvatura no topo e demais conectores.

4.1. Modelagem da unidade flutuante

Foi escolhido um FPSO do tipo “*spread moored*”, que é o mais utilizado atualmente nos campos de exploração brasileiros para exploração em águas profundas. Uma lâmina d’água de 2000 metros foi determinada pois representa, em média, boa parte dos campos de petróleo encontrados no pré-sal. Com base na bibliografia revisada e nas boas práticas da indústria, foram definidos os parâmetros geométricos e do centro de massa da plataforma, como mostrado nas Tabelas 1, 2 e 3 e Figuras 29 e 30:

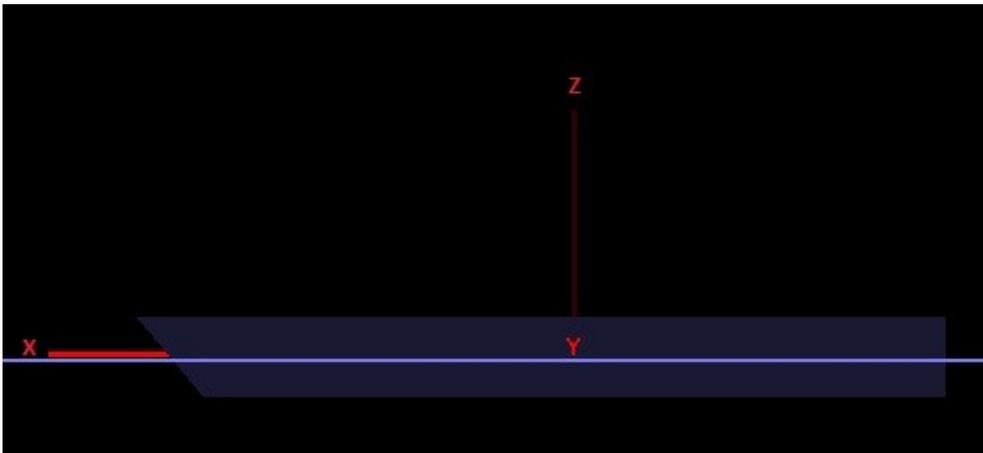


Figura 29 - Vista lateral do FPSO com eixos próprios de referência (Elaborada pelo autor)

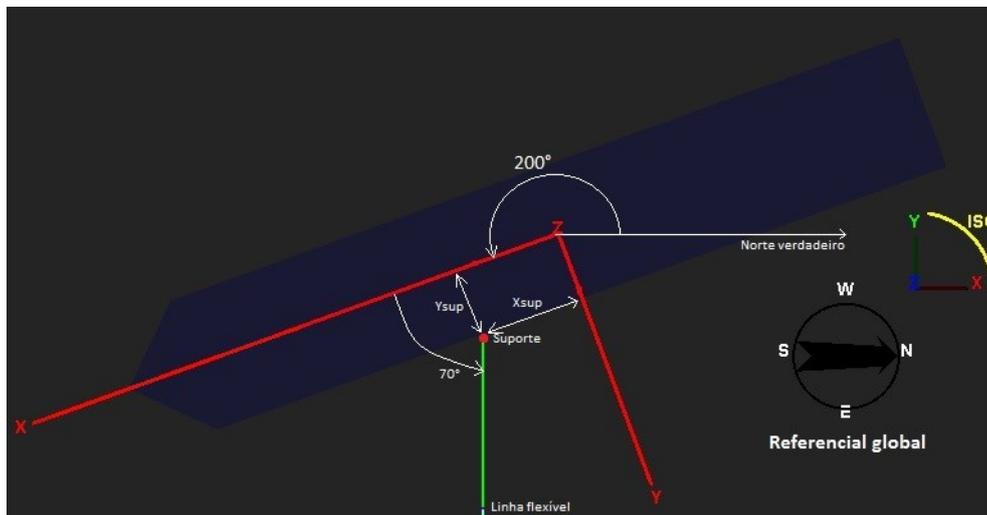


Figura 30 - Vista superior do FPSO com eixos próprios e linha flexível situados na referência global (Elaborada pelo autor)

Dados FPSO	Comprimento (direção X local)	Largura (direção Y local)	Altura (direção Z local)	Calado (altura submersa do casco)	Ângulo de aproamento (em relação ao norte global, positivo no sentido anti-horário)
Parâmetros geométricos	280 m	50 m	30 m	14 m	200°

Table 1 - Parâmetros geométricos do FPSO

Dados CM	CMx (em relação à origem global)	CMy (em relação à origem global)	CMz (a partir do fundo do casco)
Coordenadas do centro de massa	0	0	16

Table 2 - Posição do centro de massa do FPSO

Dados Suporte	Xsup (em relação ao FPSO)	Ysup (em relação ao FPSO)	Zsup (em relação ao FPSO)	Ângulo de azimute da linha (em relação ao norte global, positivo no sentido anti-horário)	Ângulo de elevação da linha (em relação ao Z global, positivo no sentido anti-horário)
Parâmetros geométricos	40 m	27 m	3.5 m	270°	187°

Table 3 - Parâmetros geométricos do suporte de conexão da linha com o FPSO

Como já mencionado, foi proposta uma matriz de oito casos que diferem entre si, exclusivamente, pelo *offset* da plataforma em relação à posição neutra. De acordo com bibliografias é estimado que os valores de *offset* variam entre 7% e 10% da lâmina d'água estudada. Sendo assim foi estipulado para este trabalho um *offset* de 9% da profundidade de 2000 metros adotada ou seja, foi aplicado um *offset* de 180 metros em oito direções distintas, uma para cada caso, como detalhado na Tabela 4:

Caso	Offset	Amplitude de <i>offset</i> (9% da lâmina d'água)	Ângulo de <i>offset</i> (em relação ao norte global, positivo no sentido anti-horário)
Caso 1	Near	180 metros	270°
Caso 2	Far		90°
Caso 3	Cross-1		360°
Caso 4	Cross-2		180°
Caso 5	CrossNear-1		315°
Caso 6	CrossNear-2		225°
Caso 7	CrossFar-1		45°
Caso 8	CrossFar-2		135°

Table 4 - Matriz de casos

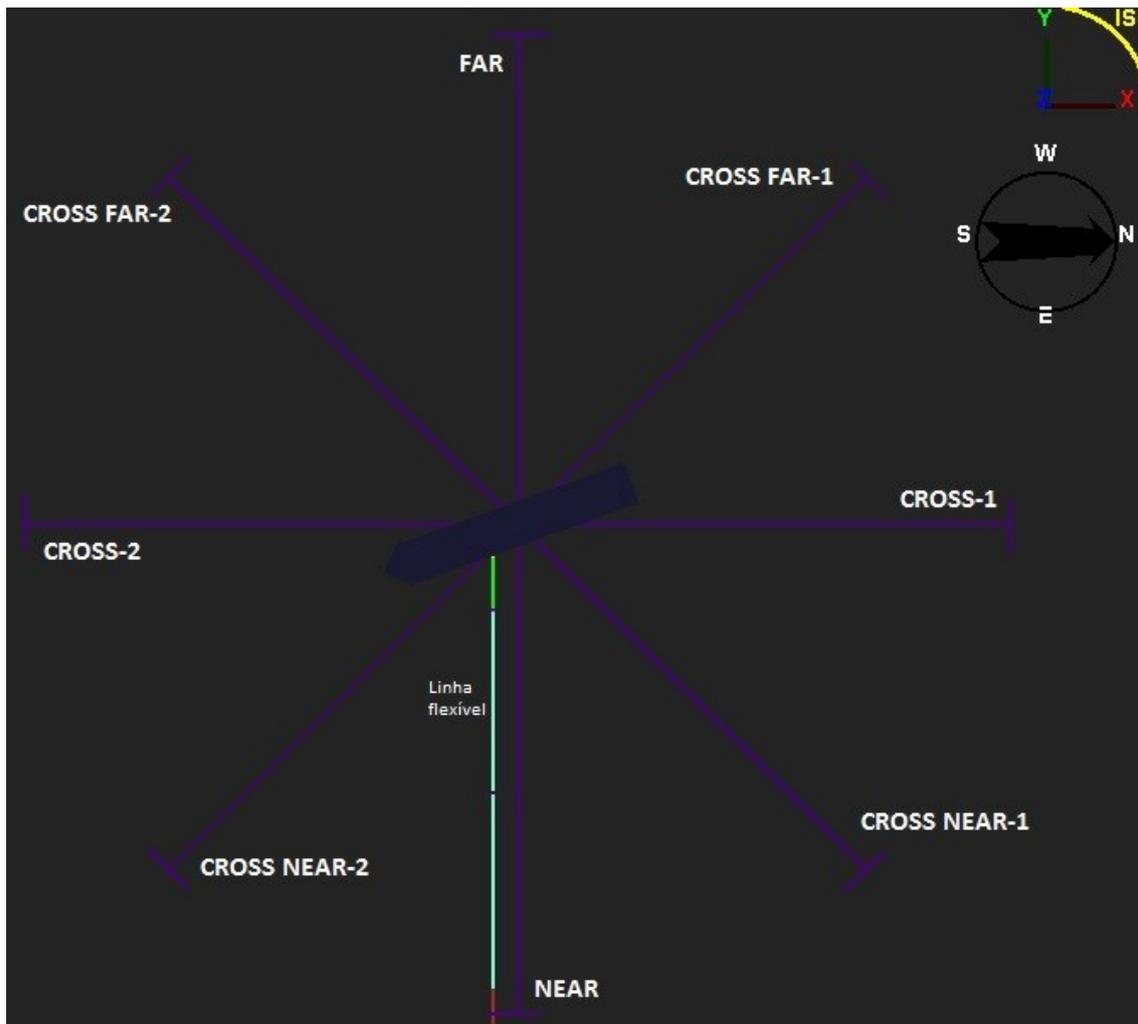


Figura 31 – Vista superior, representação gráfica dos *offsets* (Elaborada pelo autor)

4.2. Modelagem da linha flexível

A seguir serão detalhadas as características estruturais utilizadas na modelagem da linha flexível. São todas estruturas flexíveis de 6" de diâmetro interno, modeladas com propriedades geométricas e mecânicas de forma que se obtenha a configuração *lazy wave* mostrada, posteriormente.

Os coeficientes hidrodinâmicos das estruturas são escolhidos seguindo a norma DNV-RP-C205. Os valores sugeridos para *risers* em operação normal são $C_m=2$ e $C_d=1.2$ e foram adotados para todas as estruturas exceto para o *riser* intermediário com boias, que foi modelado como uma seção equivalente, portanto terá um coeficiente de arrasto calculado a seguir:

- Modelagem do riser intermediário com boias

Por questões de praticidade e otimização do modelo de simulação, foi adotada uma simplificação na representação da seção de boias da linha. Em outras palavras, ao invés de modelar diretamente no programa cada uma das boias anexadas à estrutura de riser intermediário, modela-se uma estrutura com diâmetro único e massa linear equivalentes. Essa simplificação é esclarecida com auxílio da Figura 32:

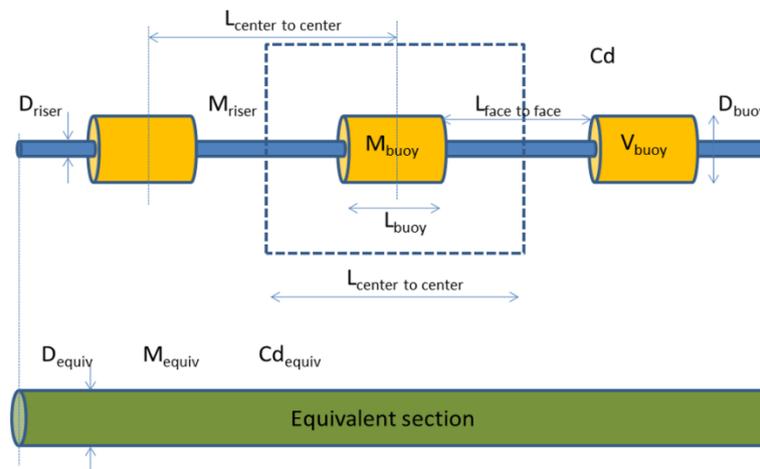


Figura 32 - Seção equivalente de boias (Elaborada pelo autor)

A partir dos dados de *input* de um módulo de boia e do riser intermediário pode-se calcular diâmetro, massa linear e coeficiente de arrasto equivalentes. Valores típicos das boias práticas da indústria foram adotados:

- $M_{buoy} = 2500 \text{ kg}$; $L_{buoy} = 2.00 \text{ m}$; $D_{buoy} = 1.80 \text{ m}$; $L_{face} = 2.5 \text{ m}$
- $M_{riser} = 180 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$; $D_{riser} = 0.270 \text{ m}$
- massa líquida de um módulo: $M_{net} = \frac{15 \text{ kN}}{9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 1529.05 \text{ kg}$
- $L_{center} = L_{buoy} + L_{face} = 4.5 \text{ m}$

Com base nos dados acima, pode-se calcular a massa linear equivalente:

$$M_{equiv} = M_{riser} + \frac{M_{buoy}}{L_{center}} = 735.56 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

E ainda, a partir do cálculo do volume de um módulo de boias:

$$- V_{buoy} = \frac{M_{buoy} + M_{net}}{\rho_{\text{água}}} = \frac{2500 + 1529.05}{1025} = 3.93 \text{ m}^3$$

É possível estimar a massa total de um “pitch”, ou seja, seção que engloba um módulo de boias e um pedaço de linha adjacente:

$$M_{pitch} = \rho_{\text{água}} * (V_{buoy} + V_{riser}) = \rho_{\text{água}} * \left(V_{buoy} + \frac{\pi D_{riser}^2 L_{center}}{4} \right) = 4293.14 \text{ kg}$$

Então, a massa linear de um “pitch” será dada por:

$$M_{pitch} = \frac{4293.14 \text{ kg}}{L_{center}} = 954.03 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

Finalmente, o diâmetro equivalente será obtido da equação a seguir:

$$M_{pitch} = \rho_{\text{água}} * V_{equiv} = \rho_{\text{água}} * \frac{\pi D_{equiv}^2}{4} \rightarrow D_{equiv} = \frac{4M_{pitch}}{\pi \rho_{\text{água}}} = 1.089 \text{ m}$$

Seguindo a norma DNV-RP-C205, o coeficiente de arrasto pode ser estimado para a estrutura de diâmetro equivalente e massa linear calculados:

$$C_{d_equiv} = \frac{C_{d_riser}}{D_{equiv} L_{center}} (D_{buoy} L_{buoy} + D_{riser} L_{face}) = 1.05$$

- Propriedades geométricas e estruturais dos tramos flexíveis

	Riser de topo	Riser intermediário 1	Riser intermediário com boias	Riser intermediário 2	Riser de fundo	Flowline
Comprimento de tramo (m)	400.00	850.00	585.00	265.00	1300.00	1000.00
Massa linear (kg/m)	280.0	180.0	735.6	180.0	170.0	160.0
Diâmetro interno (m)	0.152	0.152	0.152	0.152	0.152	0.152
Diâmetro externo (m)	0.340	0.270	1.089	0.270	0.270	0.260
Rigidez axial (kN)	2000000.0	800000.0	800000.0	800000.0	600000.0	600.0
Rigidez à flexão (kN.m²)	120.0	60.0	60.0	60.0	50.0	45.0
Rigidez à torção (kN.m²/rad)	8000.0	4500.0	4500.0	4500.0	5000.0	4500.0
Fluido interno (óleo diesel)	Massa específica $\rho = 850 \text{ kg/m}^3$					

Table 5 - Parâmetros geométricos e mecânicos das estruturas (Elaborado pelo autor)

- Propriedades geométricas e estruturais dos conectores

	Conector TOPOxRT	Conector RTxRI	Conector RIxRT	Conector RIxRI	Conector RIxRF	Conector RFxRI
Comprimento do conector (m)	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Massa linear (kg/m)	1800.0	2000.0	1800.0	1800.0	1800.0	1750.0
Diâmetro interno (m)	0.152	0.152	0.152	0.152	0.152	0.152
Diâmetro externo (m)	490.0	490.0	480.0	480.0	480.0	485.0
Rigidez axial (kN)	2000000.0	2000000.0	800000.0	800000.0	800000.0	600000.0
Rigidez à flexão (kN.m ²)	120.0	120.0	60.0	60.0	60.0	50.0
Rigidez à torção (kN.m ² /rad)	8000.0	8000.0	4500.0	4500.0	4500.0	5000.0
Densidade do fluido interno (óleo diesel)	850 kg/m ³					

Table 6 - Parâmetros geométricos e mecânicos dos conectores (Elaborado pelo autor)

- Configuração neutra

A partir dessas informações e considerando um ângulo de topo de 7° (ângulo usual para *risers* em operação normal), obtém-se a configuração neutra que considera *offset* nulo e desconsidera carregamentos dinâmicos:

Configuração *lazy wave* da linha

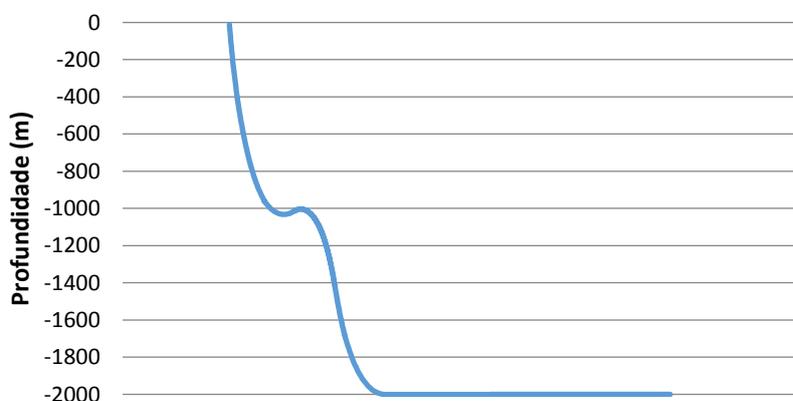


Figura 33 – Perfil de configuração de riser na configuração neutra



Figura 34 - Vista isométrica do conjunto FPSO-Linha flexível (Elaborada pelo autor)

- Discretização da malha de elementos

A malha empregada e o comprimento de cada tramo são apresentados a seguir. Nota-se que há um comprimento considerável de linha em contato com o leito marinho. Isso assegura que o ponto de ancoragem no leito marinho encontra-se distante da região do TDP, que é considerada uma região instável, com altas variações de curvatura. É comum que se adote essa extrapolação de comprimento estático de linha por questões computacionais e de convergência do método de elementos finitos pois evita que incoerências na densidade de contato das interações linha-solo interfiram em regiões críticas de transição de rigidez e curvaturas ao longo da linha.

Para fins de convergência, utiliza-se de um fator de 1.45 no comprimento de dois segmentos subsequentes, próximos a regiões de transição de rigidez (mudança de estrutura e conexões, por exemplo). Na tabela a seguir, cada segmento de comprimento L está dividido de acordo com número N da partição.

Segmento	Comprimento L (m)	Partição	Estrutura	Densidade de contato (elementos/m)
1	1.80	2	Conector TOPOxRT Riser de topo	
2	1.45	1		
3	2.10	1		
4	3.05	1		
5	4.42	1		
6	6.41	1		
7	9.29	1		
8	13.48	1		
9	19.54	1		
10	248.38	9		
11	28.33	1		
12	19.54	1		
13	13.48	1		
14	9.29	1		
15	6.41	1		
16	4.42	1		
17	3.05	1		
18	2.10	1		
19	1.45	1		
20	2.00	2	Conector RTxRI Conector RIxRT Riser intermediário	
21	2.00	2		
22	1.45	1		
23	2.10	1		
24	3.05	1		
25	578.38	131		
26	4.42	1		
27	3.05	1		
28	2.10	1		
29	1.45	1		
30	2.00	2		
31	2.00	2	Conector RIxRI Conector RIxRI Riser intermediario	
32	1.45	1		
33	2.10	1		
34	3.05	1		
35	4.42	1		
36	230.38	36		
37	3.05	1		
38	2.10	1		
39	1.45	1		
40	585.00	585.00		
41	1.45	1	Riser intermediário com boias Riser intermediário	
42	2.10	1		
43	3.05	1		
44	245.38	56		
45	4.42	1		
46	3.05	1		
47	2.10	1		
48	1.45	1		
49	2.00	2	Conector RIxRF Conector RFxRI Riser de fundo	
50	2.00	2		
51	1.45	1		
52	2.10	1		0.689655172
53	3.05	1		0.475624257
54	4.42	1		0.328016729
55	6.41	1		0.226218434
56	9.29	1		0.156012713
57	13.48	1		0.107594974
58	1198.06	61		0.074203431
59	19.54	1		0.05091585
60	13.48	1		0.05117478
61	9.29	1		0.074203431
62	6.41	1		0.107594974
63	4.42	1		0.156012713
64	3.05	1		0.226218434
65	2.10	1		0.328016729
66	1.45	1		0.475624257
67	2.10	1		Riser de fundo Flowline
68	3.05	1	0.475624257	
69	4.42	1	0.328016729	
70	6.41	1	0.226218434	
71	9.29	1	0.156012713	
72	13.48	1	0.107594974	
73	19.54	1	0.074203431	
74	28.33	1	0.05117478	
75	41.08	1	0.035292952	
76	742.13	12	0.024339967	
77	41.08	1	0.016169751	
78	28.33	1	0.024339967	
79	19.54	1	0.035292952	
80	13.48	1	0.05117478	
81	9.29	1	0.074203431	
82	6.41	1	0.107594974	
83	4.42	1	0.156012713	
84	3.05	1	0.226218434	
85	2.10	1	0.328016729	
86	1.45	1	0.475624257	
87	1.00	1	0.689655172	

Table 7 - Discretização da malha de elementos respeitando os comprimentos determinados nas Tabelas 5 e 6 (Elaborado pelo autor)

Importante ressaltar que as densidades de contato (número de elementos da malha em contato com o solo por metro de linha) dadas pela razão N/L só se aplicam a partir do TDP. Entretanto, define-se valores de densidade para todo o *riser* de fundo pois não há como precisar o ponto em que a linha tocará o solo.

Por se tratar de uma região crítica com altas curvaturas, a região de boias deve ser mais refinada do que as demais, daí o alto número de elementos.

4.3. Modelagem dos efeitos ambientais

Os dados de caracterização do solo, ondas e perfil de corrente foram baseados em valores típicos de projetos.

- Leito marinho

Seguem as propriedades adotadas para o solo marinho:

Caracterização do solo	
Rigidez do solo (kN/m ²)	1000
Coefficiente de fricção axial	0.35
Coefficiente de fricção lateral	1.07

Table 8 - Caracterização do solo marinho (Elaborado pelo autor)

- Ondas

Foi aplicada a teoria de onda regular de Stokes de 5ª ordem, em ondas incidentes colineares com o *offset* da plataforma. Os RAOs utilizados são representativos de uma plataforma FPSO do tipo “*Spread Moored*”, e cobrem uma faixa azimutal de 0° a 360° (a cada 7.5°), para ondas de período entre 3 e 50 segundos. Considerou-se um calado de 14 metros para a plataforma.

Caso	Altura H (m)	Período T (s)	Ângulo de incidência (em relação ao norte global, positivo no sentido anti-horário)
Caso 1	8.00	12.0	270°
Caso 2			90°
Caso 3			360°
Caso 4			180°
Caso 5			315°
Caso 6			225°
Caso 7			45°
Caso 8			135°

Table 9 - Dados de onda incidente (Elaborado pelo autor)

- Perfil de corrente

Aplicado um perfil de corrente unidirecional, discretizado ao longo da lâmina d'água e colinear com o *offset* da plataforma.

Profundidade (m)	Velocidade (m/s)
0	1.10
50	1.06
100	0.93
150	0.92
200	0.92
250	0.83
300	0.75
350	0.66
375	0.60
800	0.42
1200	0.30
1600	0.29
2000	0.30

Table 10 - Perfil de corrente unidirecional (Elaborado pelo autor)

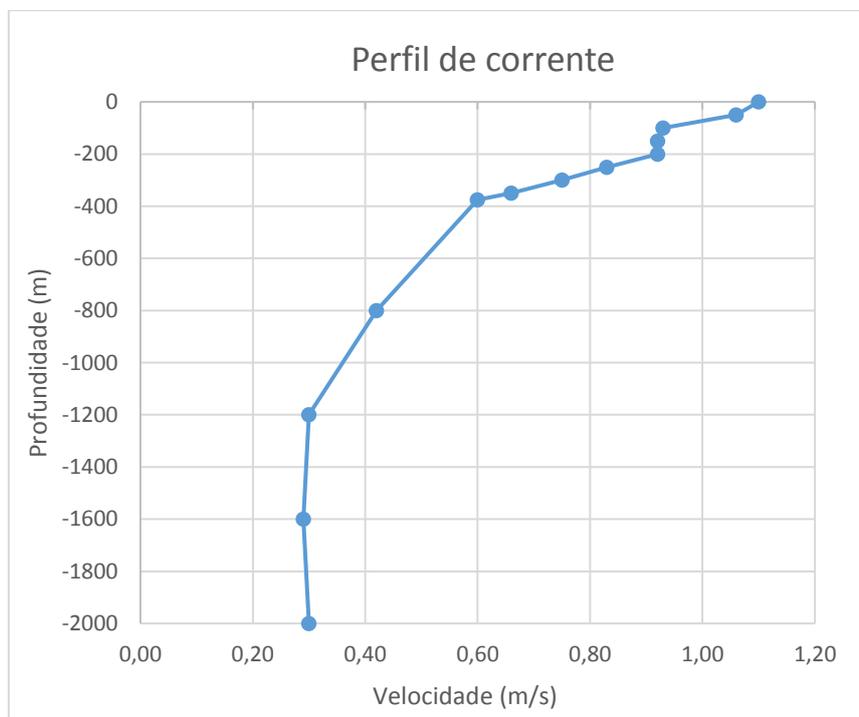


Figura 35 - Representação gráfica do perfil de corrente (Elaborado pelo autor)

4.4. Simulação dinâmica

Foram realizadas análises quase-estáticas e dinâmicas, considerando os efeitos de não-linearidade contidos no problema, para cada um dos 8 casos propostos neste trabalho. O *offset* da plataforma e o perfil de corrente foram aplicados na parte quase-estática (realizada em 15 passos estáticos) pois são considerados carregamentos constantes, como detalhado em seções anteriores, e os carregamentos de onda foram aplicados na parte dinâmica pois são explicitamente dependentes do tempo.

O programa resolveu as equações de movimento pelo método de integração implícita no domínio do tempo, com passo de 0.01 segundos. Como já explicado em seção anterior, o tempo total de simulação dinâmica foi de 60 segundos pois é um intervalo de tempo suficiente para compreender pelo menos 5 períodos da onda incidente ($T = 12$ s), de forma que seja possível captar um comportamento estável e recorrente dos carregamentos dinâmicos.

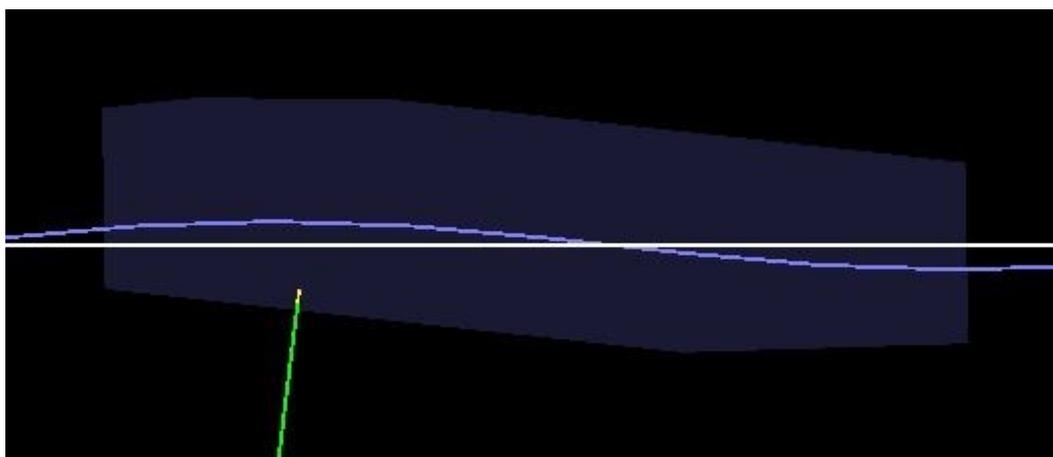


Figura 36 - Imagem capturada do FPSO durante a simulação (Elaborada pelo autor)

5 RESULTADOS

Nessa seção serão apresentados os resultados extraídos do programa para cada um dos casos propostos neste trabalho. Naturalmente, os resultados mais relevantes são extraídos das regiões mais críticas da linha, como região de topo, região de boias e o TDP. Como ênfase deste trabalho, serão ainda extraídos resultados de tensão efetiva atuantes nos pontos de conexão para fins de comparação de esforços em conectores ao longo da linha.

5.1. Tensão efetiva

A seguir estão apresentados gráficos de tensão efetiva ao longo da linha, para os 8 casos propostos, considerando-se os 60 segundos de simulação:

- Caso 1 – NEAR

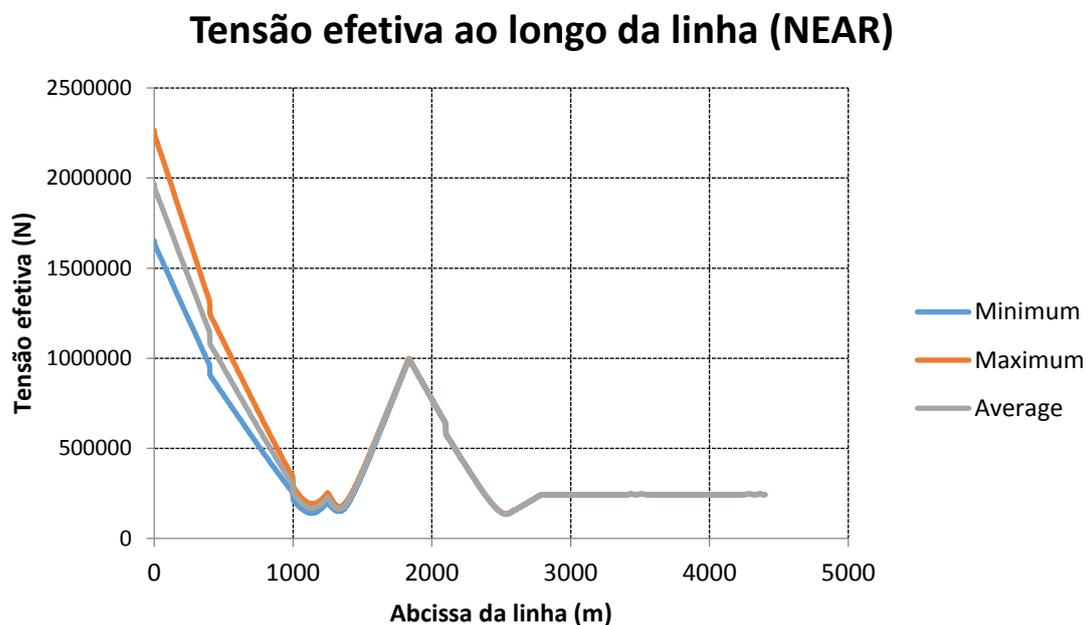


Figura 37 – Tensão - Caso 1 – NEAR

- Caso 2 – FAR

Tensão efetiva ao longo da linha (FAR)

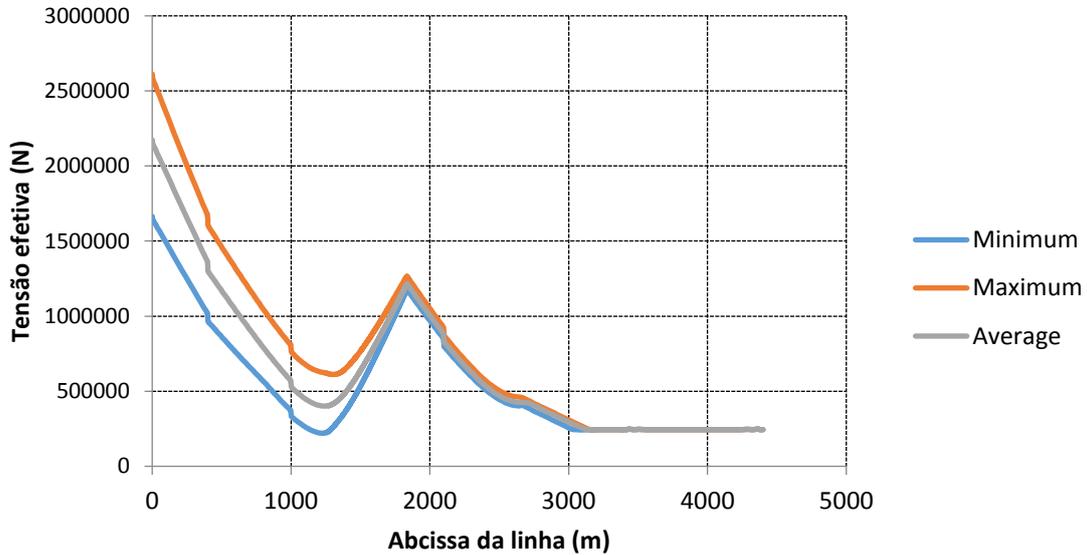


Figura 38 - Tensão - Caso 2 – FAR

- Caso 3 – CROSS 1

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS 1)

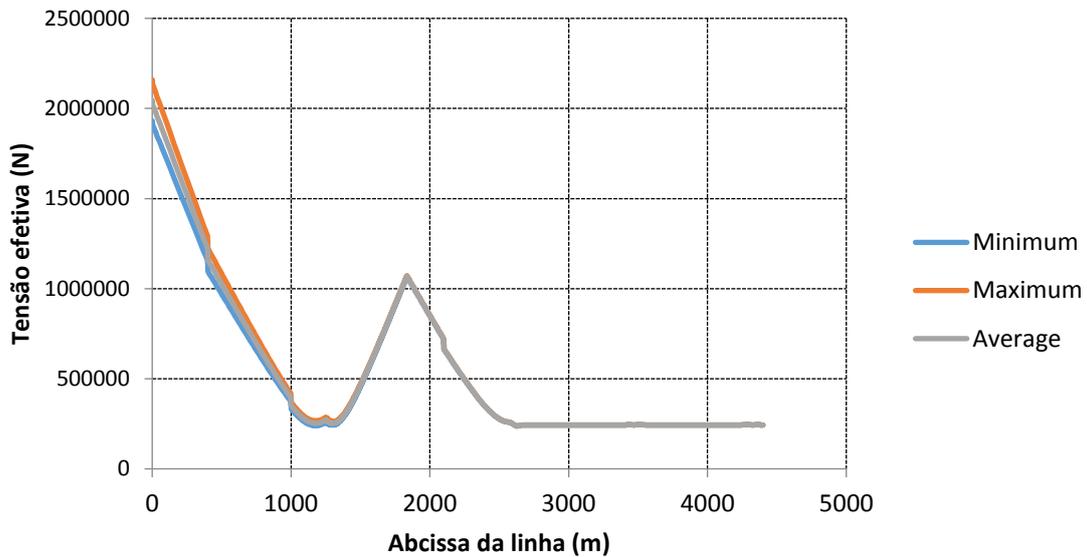


Figura 39 - Tensão - Caso 3 – CROSS 1

- Caso 4 – CROSS 2

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS 2)

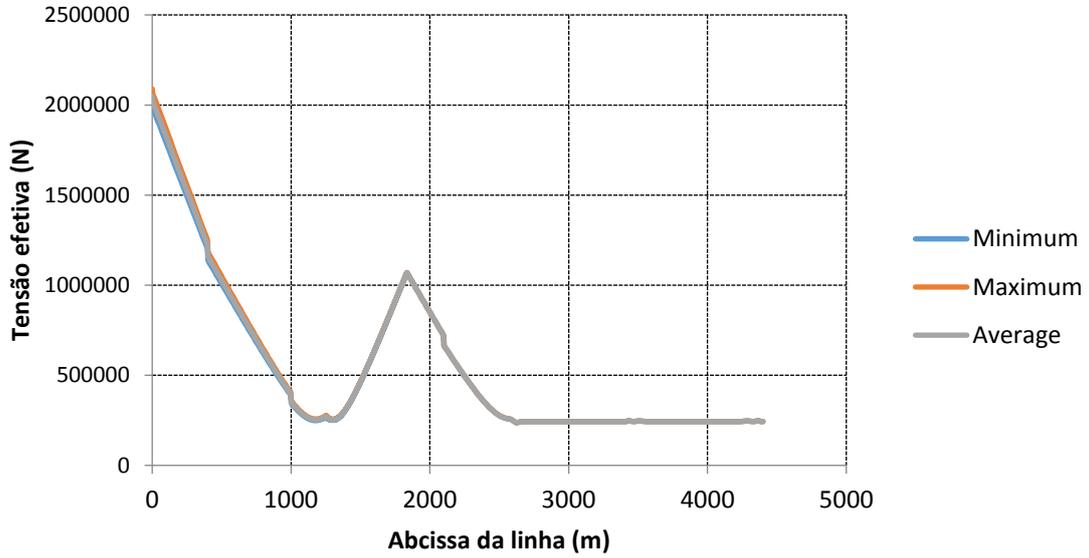


Figura 40 - Tensão - Caso 4 – CROSS 2

- Caso 5 – CROSS NEAR 1

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS NEAR 1)

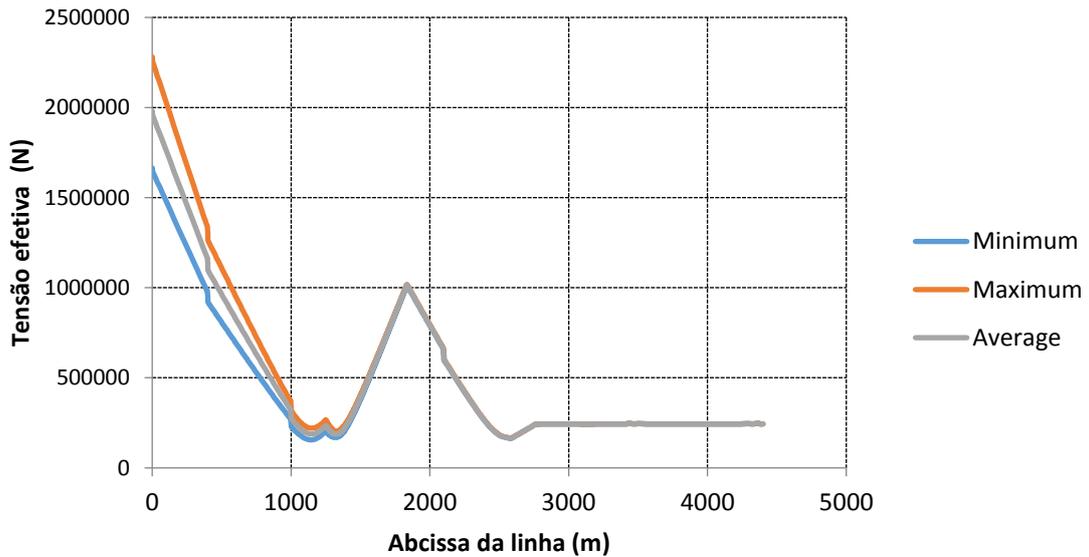


Figura 41 - Tensão - Caso 5 – CROSS NEAR 1

- Caso 6 – CROSS NEAR 2

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS NEAR 2)

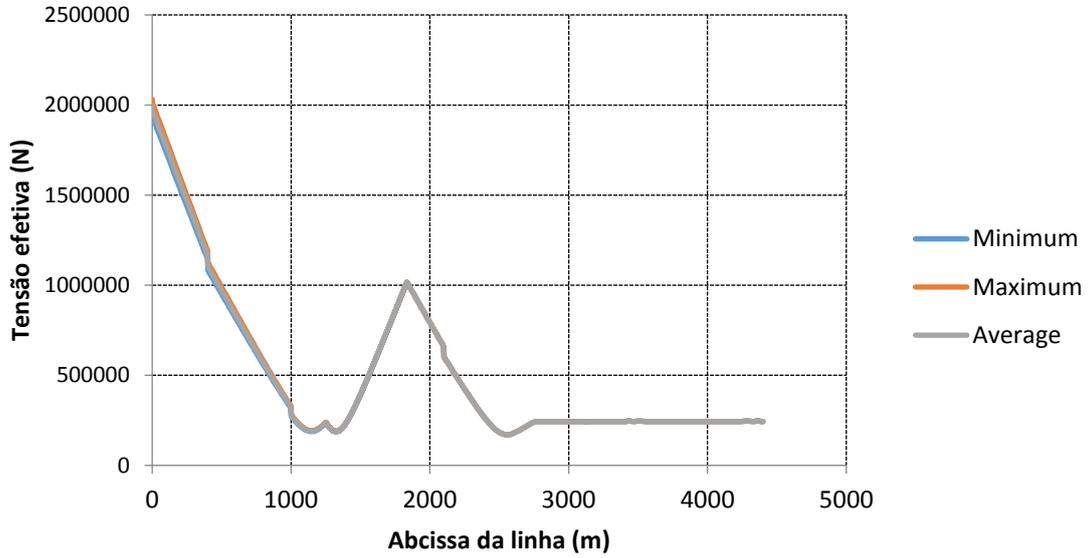


Figura 42 - Tensão - Caso 6 – CROSS NEAR 2

- Caso 7 – CROSS FAR 1

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS FAR 1)

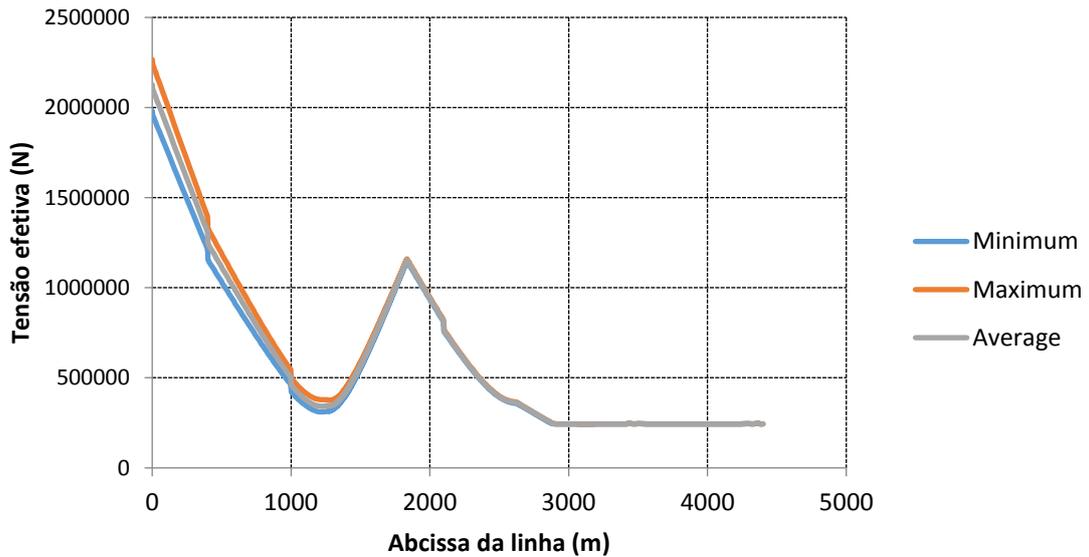


Figura 43 - Tensão - Caso 7 – CROSS FAR 1

- Caso 8 – CROSS FAR 2

Tensão efetiva ao longo da linha (CROSS FAR 2)

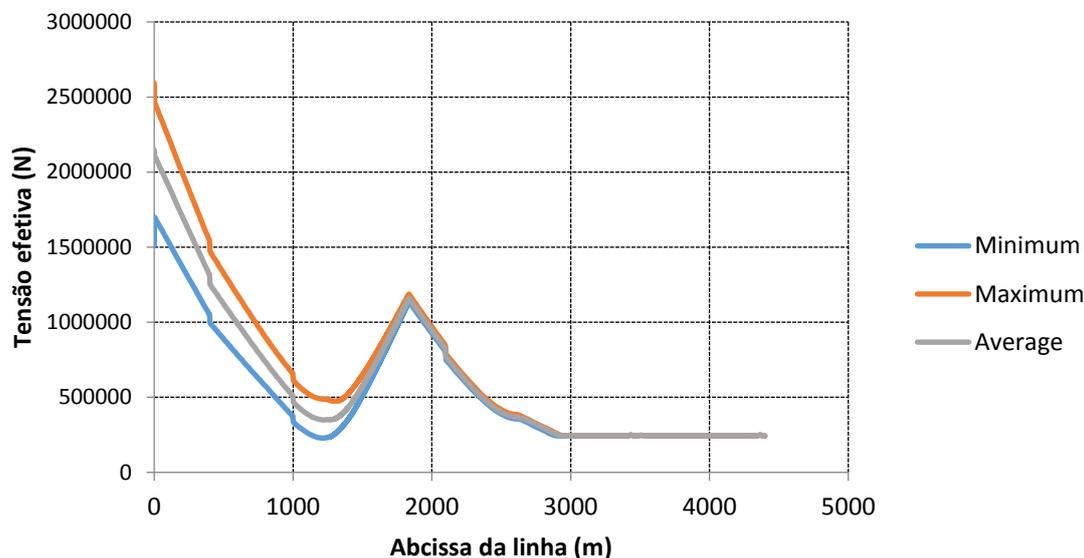


Figura 44 - Tensão - Caso 8 – CROSS FAR 2

Observam-se, nos gráficos apresentados, que os valores de tensão efetiva no topo (abscissa da linha igual a zero) acompanham o esperado de acordo com o *offset* aplicado em cada caso. Era de esperar que o caso FAR apresentasse o maior valor de tração média no topo pois a plataforma se encontra mais distante do ponto de ancoragem e conseqüentemente a linha está mais tracionada. Analogamente era esperado que o caso NEAR apresentasse o menor valor de tração média no topo pois a linha está menos tracionada.

Os casos CROSS 1 e CROSS 2 apresentam valores intermediários em relação a NEAR e FAR, pois o *offset* no plano perpendicular ao plano do *riser* transmite um tracionamento intermediário para a linha. Os 4 casos nas direções intermediárias seguem o esperado quando comparamos suas trações médias no topo. Nota-se que os casos CROSS NEAR e CROSS FAR apresentam tensões médias semelhantes entre si e que se aproximam dos valores encontrados para os casos NEAR e FAR, respectivamente.

A Tabela 11 mostra resultados de tração mínima e máxima no topo assim como a tração média (média das trações) e tração alternada (metade da diferença das trações):

Caso	Tração mínima no topo (kN)	Tração máxima no topo (kN)	Tração média no topo (kN)	Tração alternada no topo (kN)
NEAR	1685	2266	1976	290
FAR	1730	2612	2171	441
CROSS 1	1935	2156	2045	111
CROSS 2	2007	2085	2046	39
CROSS NEAR 1	1701	2280	1991	290
CROSS NEAR 2	1954	2029	1991	38
CROSS FAR 1	1982	2266	2124	142
CROSS FAR 2	1512	2592	2052	540

Table 11 - Resultados de tensão efetiva no topo

Entretanto não se observa o mesmo padrão na variação entre tensões mínima e máxima. Nota-se que, nos casos CROSS NEAR 1 e CROSS FAR 2, a tração alternada é “controlada” pelos casos NEAR e FAR, respectivamente; já nos casos CROSS FAR 1 e CROSS NEAR 2, a tração alternada é “controlada” pelos casos CROSS 1 e CROSS 2, respectivamente. Isso se dá devido ao aproamento da plataforma, pois como mostrado em cores na imagem abaixo, os offsets “controlados” estão agrupados direccionalmente, em relação ao FPSO.

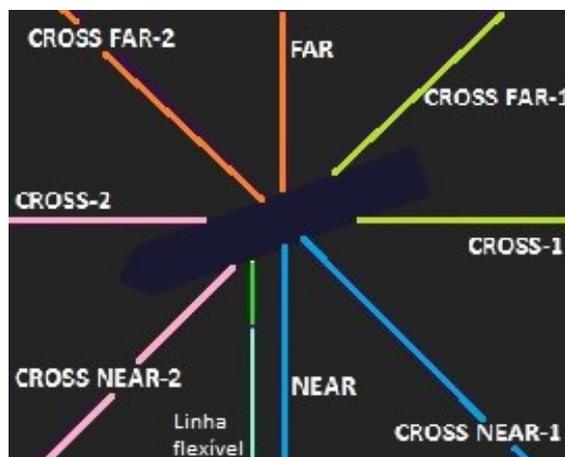


Figura 45 - Offsets em relação ao FPSO (Elaborada pelo autor)

A tensão efetiva é maior no topo do que em qualquer outro ponto da linha pois a conexão com a plataforma deve suportar todo o peso suspenso do riser. Sendo assim é natural entender que a tensão efetiva deve diminuir conforme se avança na abscissa da linha e volta a crescer na região de boias, até o ponto onde se encontra instalado o último flutuador.

As boias, além de aliviar o peso da linha no topo, funcionam como limitadores de movimento nas regiões intermediárias do *riser*, portanto são acessórios que contribuem para evitar a fadiga. Após atingir um pico de tensão no último flutuador, a tensão volta a diminuir pois ao limitar a movimentação do *riser*, as boias funcionam como um ponto estável de suporte, simulando o comportamento de uma seção de topo de *riser* em catenária livre, a partir dali:

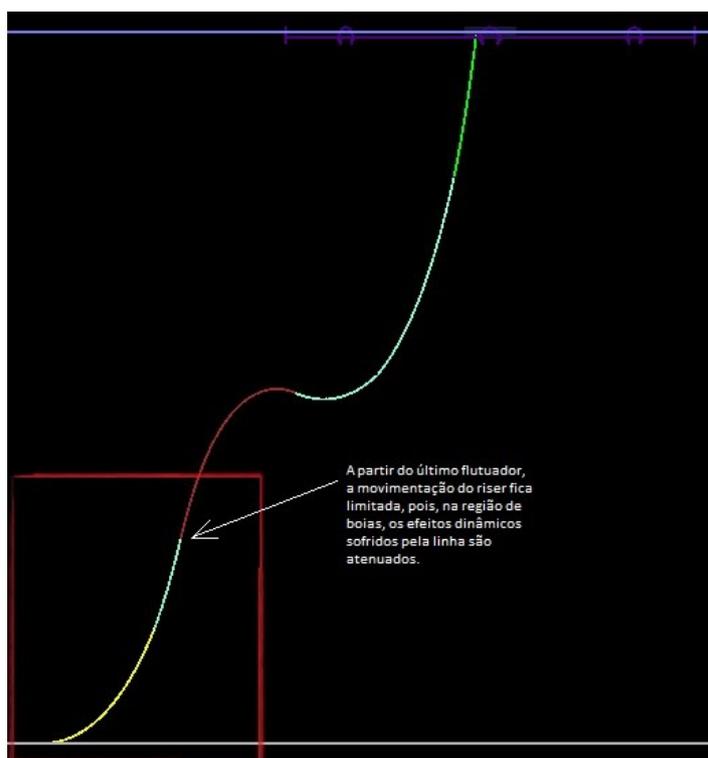


Figura 46 - Vista lateral da linha (Elaborada pelo autor)

Na sequência, a tensão efetiva diminui até se estabilizar, no TDP, onde a influência dos carregamentos dinâmicos que atuam na linha é desprezível.

Caso	Tração mínima no TDP (kN)	Tração máxima no TDP (kN)	Tração média no TDP (kN)	Tração alternada no TDP (kN)
NEAR	135	152	143	9
FAR	406	466	436	30
CROSS 1	237	268	253	16
CROSS 2	237	268	252	15
CROSS NEAR 1	164	181	173	8
CROSS NEAR 2	170	181	176	5
CROSS FAR 1	337	374	356	18
CROSS FAR 2	353	387	370	17

Table 12 - Resultados de tensão efetiva no TDP

Assim como no topo, os resultados encontrados na região do TDP seguem o esperado pois foram encontrados os maiores valores de tração no caso FAR, os menores valores de tração no caso NEAR e valores intermediários nos casos CROSS 1 e CROSS 2. Entretanto, diferentemente do topo, as trações alternadas seguem o mesmo padrão e os casos CROSS NEAR 1 e CROSS NEAR 2 se aproximam dos casos NEAR e os casos CROSS FAR 1 e CROSS FAR 2 se aproximam dos casos FAR. Isso se dá pelo fato de a região do TDP se situar muito distante do FPSO, fazendo com que a influência do aproamento da plataforma seja praticamente desprezível e o *riser* de fundo não sente mais os esforços transmitidos pela movimentação da plataforma.

5.2. Curvatura

A curvatura pode variar bastante ao longo da linha e é importante que se conheça valores extremos nas regiões a fim de garantir a integridade da estrutura e projetá-las de forma a prevenir danos de fadiga e corrosão, assim como evitar os modos de falha mais comuns, como colapso, flambagem lateral e rompimento das fitas de alta resistência. Os resultados a seguir apresentam valores de curvatura máxima nas regiões críticas (SAG-HOG e TDP) para os 8 casos:

Caso	Curvatura máxima no SAG-HOG (m ⁻¹)	Raio mínimo no SAG-HOG (m)	Curvatura máxima no TDP (m ⁻¹)	Raio mínimo no TDP (m)
NEAR	0.01345	74.33	0.00922	108.46
FAR	0.00929	107.64	0.00536	186.57
CROSS 1	0.00823	121.45	0.00775	129.03
CROSS 2	0.00788	126.90	0.00771	129.70
CROSS NEAR 1	0.01192	83.86	0.00898	111.36
CROSS NEAR 2	0.01044	95.76	0.00861	116.14
CROSS FAR 1	0.00670	149.30	0.00744	134.41
CROSS FAR 2	0.00893	111.94	0.00603	165.84

Table 13 - Resultados de curvatura máxima no SAG-HOG e no TDP

Como esperado as curvaturas são maiores para casos NEAR ou CROSS NEAR pois o FPSO está mais próximo do ponto de ancoragem, tende a comprimir e fletir a linha. Analogamente, as curvaturas são menores para casos FAR e CROSS FAR, tende a tracionar e esticar a linha.

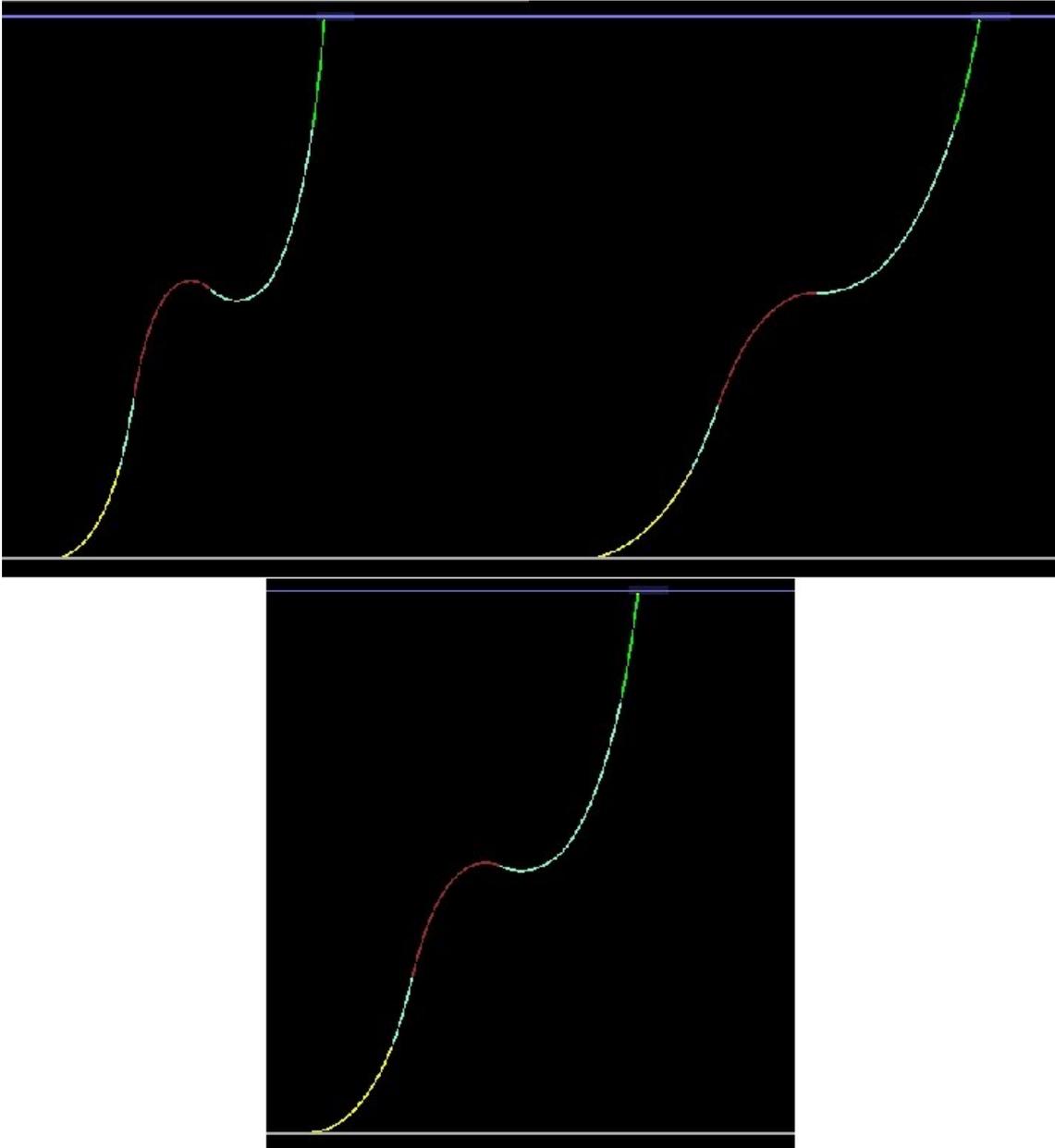


Figura 47 - Vista lateral da linha com *offsets* NEAR e FAR, da esquerda para a direita (superior) e vista lateral da configuração neutra (inferior)

Como observado os valores de curvatura máxima são maiores no caso NEAR do que no caso FAR. Contudo, nota-se que a razão não se mantém para ambas as regiões críticas analisadas. Enquanto para o TDP a curvatura máxima no caso NEAR é aproximadamente 1,7 vezes maior do que no caso FAR, na região do SAG-HOG, essa razão diminui para aproximadamente 1,4. Novamente, observa-se que a proximidade com o FPSO possui influência nos esforços, transmitidos pela plataforma, sofridos pelo *riser*.

5.3. Conectores

Como proposto neste trabalho, foram extraídos resultados de tensão efetiva atuante nos conectores ao longo da linha. Foram modelados 7 conectores ao longo da linha, com propriedades mecânicas e geométricas descritas na Tabela 6 e discretizados na malha de elementos como detalhado na Tabela 7. No topo da linha (abscissa = 1.8 m), temos o primeiro conector TOPO-RT; na segunda conexão RTxRI (abscissa = 400 m), temos o 2º e o 3º conectores; na terceira conexão RIxRI (abscissa = 1000 m), temos o 4º e o 5º conectores; na quarta conexão RIxRF (abscissa = 2100 m), temos o 6º e o 7º conectores.

Sendo assim, foram extraídos resultados pontuais de **máxima** tensão efetiva nessas 4 abscissas de conexão, como apresentado na tabela abaixo:

Caso	Tensão efetiva na 1ª conexão (kN)	Tensão efetiva na 2ª conexão (kN)	Tensão efetiva na 3ª conexão (kN)	Tensão efetiva na 4ª conexão (kN)
NEAR	2246	1280	314	610
FAR	2591	1638	784	898
CROSS 1	2137	1254	393	695
CROSS 2	2067	1213	380	694
CROSS NEAR 1	2261	1298	343	632
CROSS NEAR 2	2012	1156	305	632
CROSS FAR 1	2248	1361	521	794
CROSS FAR 2	2478	1506	635	816

Table 14 - Resultados de tensão efetiva atuante nos conectores

Os resultados mostram que a tensão efetiva na 1ª conexão se aproxima muito dos valores encontrados para tensão efetiva no topo (Tabela 11). Isso era esperado visto que o primeiro conector está diretamente acoplado no suporte.

Na 2ª conexão os conectores estão sob ação de tensões menores do que as tensões no topo, porém ainda suportam grande parte do peso da linha. Na 3ª conexão, as tensões atuantes são consideravelmente menores pois estão situados bem próximos ao começo da região de boias. Importante frisar que essas tensões na 1ª, na 2ª e na 3ª conexão são aliviadas pela ação dos flutuadores que aliviam a resultante do peso na região.

Na 4ª conexão situada após a região de boias, as tensões são maiores do que na 3ª pois os conectores devem suportar integralmente o peso do *riser* de fundo. No entanto, o comprimento abaixo deles é pequeno se comparado ao comprimento total e as tensões não se equiparam às atuantes no topo.

6 CONCLUSÕES

6.1. Análise geral de resultados

Tendo em vista os resultados obtidos, algumas considerações importantes devem ser feitas para que se possa obter conclusões interessantes sobre os esforços atuantes no *riser* flexível.

Nota-se que o padrão observado na tensão efetiva no topo e no TDP se mantém para as tensões atuantes nos conectores. Os casos nos quais o FPSO se encontra mais distante do ponto de ancoragem apresentam valores de tração maiores, enquanto os valores são menores para casos em que o FPSO encontra-se mais próximo. Isso vale para todos os conectores ao longo da linha, como mostrado na Tabela 14.

Observou-se que as boias exercem uma função importantíssima no alívio de esforços atuantes na linha, principalmente no *riser* e na conexão de topo, região que deve suportar o peso de todo comprimento suspenso de linha.

Importante ressaltar que, apesar de os *risers* flexíveis serem projetados e dimensionados para suportarem esforços flexionais, grande parte de suas propriedades se dá pelo fato de serem estruturas compostas por camadas não-grudadas. Por conseguinte, é importante que os conectores sejam dimensionados de forma a suportar as curvaturas ao longo da linha pois, apesar de serem estruturas rígidas, estarão sujeitos a esforços flexionais. Principalmente os conectores próximos ao SAG-HOG e ao TDP, regiões que apresentam maior curvatura, devem ser cuidadosamente projetados para resistir à tração, à flexão e à fadiga, pois estarão sujeitos a esforços axiais e flexionais cíclicos durante a vida útil de operação da linha.

As simplificações adotadas, como por exemplo ausência de enrijecedores no modelo, não comprometeram os resultados obtidos uma vez que se encontram dentro da realidade esperada e condizentes com resultados comparáveis nas bibliografias de referência.

Portanto o modelo elaborado serviu adequadamente ao seu propósito de simular uma análise dinâmica de esforços usual de projetos de linhas flexíveis, consideradas todas as simplificações e artifícios de modelagem comumente empregados na indústria.

6.2. Sugestões para trabalhos futuros

Algumas sugestões interessantes para trabalhos futuros seriam:

- Adotar o domínio da frequência nas análises dinâmicas e comparar resultados, analisar qual domínio resulta em uma análise mais conservativa e porquê.
- Avaliar o impacto de diferentes calados na transmissão de esforços da unidade flutuante para a linha flexível.
- Adotar teorias de onda irregular para os carregamentos de onda, a fim de identificar o quão confiável e conservador é a abordagem regular.
- Utilizar resultados extraídos nas conexões para estudar detalhadamente as tensões atuantes nos componentes do interior do conector.
- Utilizar valores de tensão efetiva e curvatura máxima nos conectores e realizar um estudo de fadiga propondo carregamentos cíclicos, atuantes durante o período de vida útil da linha.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CAMPELLO, G. C. *Metodologia de Projeto para o Sistema de Ancoragem de Conectores de Dutos Flexíveis e Proposição de Nova Tecnologia*. 230p. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil, 2014.
- [2] CASTRO, F. D. A. *Estudo da Interação Entre Risers, Linhas de Ancoragem e Unidade Flutuante do Tipo Turret*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.
- [3] CARVALHAL, R. D. N. *Análise da vida à fadiga de risers flexíveis com ênfase na região do conector*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.
- [4] GONÇALVES, A. A., *Análises Global e Local de Umbilicais com Tubos de Aço*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.
- [5] ORCINA, *Orcina OrcaFlex® Online User Manual and Documentation version 10.2c*, 2018
- [6] PETROBRAS. *“Infográfico: Tipos de Plataformas”, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>*. Acesso em 12 de novembro de 2018.
- [7] MALTA, E. R. *Projeto de um Riser Flexível para Águas Ultraprofundas*. 105p. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação do Depto. de Engenharia Mecânica - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Brasil, 2010.

- [8] ARAUJO, G. C. F. *Análise Global Dinâmica de um Riser Flexível*. 88p. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação do Depto. de Engenharia Mecânica - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil, 2018.
- [9] COUTINHO, T. M. N. *Análise Global de Configurações de Risers Flexíveis em Águas Profundas*. 60p. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação do Depto. de Engenharia Mecânica – Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro. Brasil, 2018.
- [10] ISMAIL, N. et all. *Design considerations for selection of flexible riser configuration*. Panama City, Florida. United States of America, 1992.
- [11] BAHTUI, A.; BAHAI, H.; ALFANO, G. *Numerical and Analytical Modeling of Unbonded Flexible Risers*. School of Engineering and Design, Brunel University, London. United Kingdom, 2009.
- [12] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *API Specification 17B: Recommended Practice for Flexible Pipe*. 5th Edition, 2014
- [13] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *API-RP-2SK: Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures: Exploration and Production Department*, 1996.
- [14] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *PI-2A-WSD: Recommended Practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms-working stress design*, 2000.
- [15] DET NORSKE VERITAS. *Recommended Practice DNV-RP-C205: Environmental conditions and environmental loads*, 2010.